

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E
ELETRÔNICA**

André Macagnan

**ESTRATÉGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE
SIMULAÇÃO DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS
UTILIZANDO SINCROFASORES**

Florianópolis

2019

André Macagnan

**ESTRATÉGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE
SIMULAÇÃO DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS
UTILIZANDO SINCROFASORES**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

Florianópolis

2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Macagnan, Andre

Estratégias de Validação de Modelos de Simulação
Dinâmica de Sistemas Elétricos Utilizando
Sincrofasores / Andre Macagnan ; orientador,
Ildemar Cassana Decker, 2019.
162 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

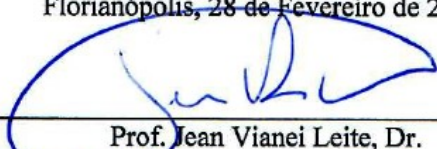
1. Engenharia Elétrica. 2. Validação de modelos
de SEE. 3. Indicadores Numéricos. 4. Organon. 5.
Medição Sincronizada de Fasores. I. Cassana Decker,
Ildemar. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

André Macagnan

**ESTRATÉGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE
SIMULAÇÃO DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS
UTILIZANDO SINCROFASORES**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 28 de Fevereiro de 2019.

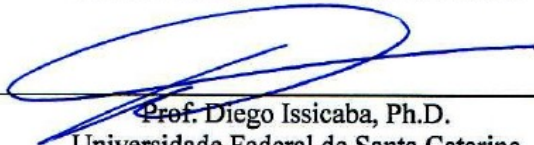


Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc.
Universidade Federal de Santa Catarina

AGRADECIMENTOS

Primeiro de tudo agradeço aos meus pais, José Carlos e Marlene, que com simplicidade, amor e carinho me ensinaram os valores da vida e me proporcionaram uma educação de qualidade. Da mesma forma agradeço ao meu irmão Marcelo pela amizade e parceria em todos os momentos e aos demais membros de minha família que sempre me incentivaram em minha trajetória.

Ao professor Ildemar Decker pelo apoio e orientação dada na realização deste trabalho, pela confiança depositada e pelos ensinamentos repassados ao longo dos três anos que participei do projeto MedFasee.

Ao ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) pela cessão dos casos base de simulação do SIN (Sistema Interligado Nacional), em especial aos engenheiros Marcelo Colin e Antonio Felipe da Cunha de Aquino pelo apoio na realização das simulações com o ORGANON.

A todos meus amigos e colegas da turma 2014-1 de Engenharia Elétrica, com os quais tive o prazer de conviver ao longo destes cinco anos de graduação, especialmente Breno da Silva, Cesar Augusto Slongo, Gabriel Rosa e Rodrigo Vaz pelo companheirismo e amizade criados ao longo da jornada acadêmica.

Aos meus amigos Gabriel Santini, Ana Carolina Ricardo, Bianca Silveira, Savana Pessoa e Chico pela amizade e apoio dado ao longo dos anos da vida.

Aos meus amigos e colegas do Labplan Fábio Mantelli, Marcelo Agostini, Paulo Sehn da Silva, Pedro Vieira e Valmor Zimmer pela parceria e por todo conhecimento repassado ao longo dos anos.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da UFSC pelos ensinamentos repassados ao longo da graduação.

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se um estudo a respeito de estratégias de validação de modelos dinâmicos de sistemas elétricos, a partir de indicadores numéricos com a utilização de dados de sincrofasores. O uso dos indicadores numéricos tem como objetivo auxiliar no processo de avaliação da qualidade dos modelos e identificar regiões do sistema com as maiores discrepâncias entre registro e resultados de simulação. A metodologia empregada é baseada na reprodução de perturbações no sistema com a posterior comparação dos resultados com dados provenientes de sistemas de medição sincronizada de fasores (SMSF). Esta comparação é realizada por meio do uso de indicadores numéricos e abrangem uma análise no domínio do tempo, no domínio da frequência com a aplicação da DFT (*Discrete Fourier Transform*) e uma análise acerca dos principais modos de oscilação presentes na resposta simulada e registrada. Primeiramente, validou-se os indicadores numéricos empregados em um sistema teste acadêmico através de testes sintéticos, comprovando a efetividade dos indicadores propostos. Posteriormente, foram realizados dois estudos no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a simulação de perturbações reais registradas pelo SMSF do Projeto MedFasee BT. No primeiro, utilizou-se um caso do planejamento da operação elétrica como ponto de operação e no segundo um caso do ambiente de tempo real do ONS. Os resultados obtidos nos casos de estudo descritos mostram a efetividade de parcela significativa dos indicadores propostos na identificação de áreas do sistema com as maiores discrepâncias entre resultados de simulações e registros de sincrofasores.

Palavras-chave: Validação de modelos de SEE, Indicadores Numéricos, Medição Sincronizada de Fasores, ORGANON.

ABSTRACT

In this undergraduate dissertation, a study using synchrophasor data for validation of dynamic models used in power systems is presented. The use of numerical indicators aims to support the process of evaluating the quality of the model and to identify possible points in the power system where divergences between simulation models and registered measurements might be found. The methodology is based on the reproduction of disturbances in the system with the subsequent comparison of the results with the data from synchronous phasor measurement systems (SMSF). This comparison is carried out through the use of different approaches to the numerical indicators: time domain analysis, frequency domain analysis using DFT (*Discrete Fourier Transform*) and analysis of the main oscillation modes found in simulated and recorded data. The effectiveness of the indicators was initially validated through synthetic tests on an academic test system where their reliability was verified. The indicators were later validated based on the study of two real life disturbances recorded by MedFasee BT Project on Brazil's National Interconnected System. The first disturbance was reproduced by means of cases of the monthly planning of the operation and the second one through a case of the real-time environment. The results obtained from those disturbances helped highlight the effectiveness of great part of the proposed indicators for the identification of disparities between simulation and registered measurements.

Keywords: Validation of EPS models, Numerical Indicators, Synchronized Phasor Measurement, ORGANON.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Sistemas de Controle que atuam na dinâmica dos SEE.	26
Figura 2	Caracterização dos modelos de SEE.....	29
Figura 3	Estrutura básica de um SMSF.....	30
Figura 4	Comparação da resposta observada durante o blecaute de 10 de agosto de 1996 no Oeste dos EUA com a resposta simulada utilizando os modelos de simulação.	34
Figura 5	Diagrama esquemático da abordagem considerada na avaliação dos modelos de simulação.....	43
Figura 6	Exemplificação das medidas da taxa de amortecimento e frequência de oscilação de um modo de oscilação.	50
Figura 7	Exemplo de um SEE monitorado por um conjunto de PMU.....	52
Figura 8	Exemplo da identificação de regiões com erro no modelo através do indicador $HIDT^1(y)$	53
Figura 9	Diagrama do Sistema teste de Kundur proposto por (KUNDUR, 1994).....	56
Figura 10	Resultado da Simulação no Sistema de Kundur	57
Figura 11	Resultado da aplicação do indicador IDT^1	58
Figura 12	Resultado da aplicação do indicador IDT^2	59
Figura 13	Resultado da aplicação do indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$	60
Figura 14	Resultado da aplicação do indicador IDT^4	62
Figura 15	Avaliação do Indicador IDT^1 para as alterações nos diferentes controladores da máquina síncrona conectada na barra 1.	65
Figura 16	Avaliação do Indicador IDT^3 para as alterações nos diferentes controladores da máquina síncrona conectada na barra 1.	66
Figura 17	Diagrama Elétrico da Rede Básica do SIN - Horizonte 2017.....	70
Figura 18	Visualização do website do Projeto MedFasee BT.	72
Figura 19	Curva de Carga registrada no SIN no dia 05/08/2018. .	75
Figura 20	Principais fluxos de intercâmbio entre os subsistemas do SIN para o caso de fluxo de potência utilizado como ponto de operação.	77
Figura 21	Resultado da simulação para o desligamento do Elo CC Foz do Iguaçu - Ibiúna.....	79

Figura 22 Registro do SMSF MedFasee Bt para o desligamento do Elo CC Foz do Iguaçu - Ibiúna.	79
Figura 23 Comparativo entre os registros das PMU e o resultado da simulação nas barras do sistema próximas a elas consideradas..	80
Figura 24 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$.	82
Figura 25 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$.	83
Figura 26 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$.	85
Figura 27 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$.	87
Figura 28 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDF$.	89
Figura 29 <i>Mode Shape</i> do Modo de Oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método de Prony.....	91
Figura 30 <i>Mode Shape</i> do Modo de Oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony.	91
Figura 31 Cronologia dos eventos registrados no SIN até a perda do Bipolo 2 do Elo CC Xingu - Estreito.	96
Figura 32 Principais fluxos de intercâmbio entre os subsistemas do SIN para o ponto de operação considerado.....	98
Figura 33 Resultado da simulação para o desligamento do Elo CC Xingu - Estreito.	100
Figura 34 Registro do SMSF MedFasee BT para o desligamento do Elo CC Xingu - Estreito no dia 03/02/2019.....	100
Figura 35 Comparativo entre os registros das PMU e o resultado da simulação nas barras do sistema próximas a elas consideradas..	101
Figura 36 Representação dos três períodos considerados na avaliação dos indicadores.....	103
Figura 37 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$ para o período de análise de 5 segundos.....	105
Figura 38 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$ para o período de análise de 5 segundos.....	106
Figura 39 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 5 segundos.....	108
Figura 40 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 5 segundos.....	109
Figura 41 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDF$ para o período de análise de 5 segundos.....	111
Figura 42 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$ para o período de análise de 20 segundos.	113

Figura 43 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$ para o período de análise de 20 segundos.	113
Figura 44 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 20 segundos.	114
Figura 45 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 20 segundos.	114
Figura 46 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDF$ para o período de análise de 20 segundos.	116
Figura 47 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$ para o período de análise de 25 segundos.	117
Figura 48 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$ para o período de análise de 25 segundos.	117
Figura 49 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 25 segundos.	118
Figura 50 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 25 segundos.	118
Figura 51 Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDF$ para o período de análise de 25 segundos.	119
Figura 52 <i>Mode Shape</i> do modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método Prony.	121
Figura 53 <i>Mode Shape</i> do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método Prony.	121
Figura 54 Parâmetros do modelo de Máquina Síncrona utilizado no sistema de Kundur.	147
Figura 55 Diagrama de blocos do modelo de Máquina Síncrona utilizado no sistema de Kundur.	147
Figura 56 Parâmetros do modelo do Regulador de tensão utilizado no sistema de Kundur.	148
Figura 57 Diagrama de blocos do modelo do Regulador de tensão utilizado no sistema de Kundur.	148
Figura 58 Parâmetros do modelo do Regulador de Velocidade utilizado no sistema de Kundur.	149
Figura 59 Diagrama de blocos do modelo do Regulador de Velocidade utilizado no sistema de Kundur.	149
Figura 60 Parâmetros do modelo do Sistema de Estabilização de Potência (PSS) utilizado no sistema de Kundur.	150
Figura 61 Diagrama de blocos do modelo do Sistema de Estabi-	

lização de Potência (PSS) utilizado no sistema de Kundur. 150

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Comparação entre a carga verificada no SIN e carga dos casos de fluxo de potência.	75
Tabela 2	Análise de Subsistemas - Indicador IDT^1	82
Tabela 3	Análise de Subsistemas - Indicador IDT^2	84
Tabela 4	Análise de Subsistemas - Indicador IDT^3	86
Tabela 5	Análise de Subsistemas - Indicador IDT^4	88
Tabela 6	Análise de Subsistemas - Indicador IDF	89
Tabela 7	Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método de Prony.	90
Tabela 8	Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony. .	92
Tabela 9	Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^1 para o período de 5 segundos.	106
Tabela 10	Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^2 para o período de 5 segundos.	107
Tabela 11	Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^3 para o período de 5 segundos.	109
Tabela 12	Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^4 para o período de 5 segundos.	110
Tabela 13	Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDF para o período de 5 segundos.	112
Tabela 14	Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método Prony. .	121
Tabela 15	Comparativo entre frequência de oscilação e a taxa de amortecimento modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método Prony.	122
Tabela 16	Descrição dos cenários de Carga utilizados nos casos de referência do fluxo de potência do Planejamento Mensal da Operação	133
Tabela 17	Tabela da relação PMU x Barras do SIN utilizada na comparação dos resultados de simulação e registros do sistema.	134
Tabela 18	Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^1	135
Tabela 19	Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^2	136
Tabela 20	Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^3	137

Tabela 21 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^4 .	138
Tabela 22 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDF .	139
Tabela 23 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^1 considerando o período de análise de 5 segundos.	140
Tabela 24 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^2 considerando o período de análise de 5 segundos.	141
Tabela 25 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^3 considerando o período de análise de 5 segundos.	142
Tabela 26 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^4 considerando o período de análise de 5 segundos.	143
Tabela 27 Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDF considerando o período de análise de 5 segundos.	144
Tabela 28 Configuração dos Parâmetros do ORGANON Utilizada.	153

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEE	Sistema de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEP	Sistema Especial de Proteção
GPS	<i>Global Positioning System</i>
SMSF	Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
COS	Centro de Operação do Sistema
CAG	Controle Automático de Geração
SVC	<i>Static VAR Compensator</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
WAMS	<i>Wide-Area Measurement Systems</i>
SOC	<i>Second of Century</i>
PPS	Pulso por Segundo
ROCOF	<i>Rate of change of frequency</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
COI	<i>California-Oregon Intertie</i>
EUA	Estados Unidos da América
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
PDCI	<i>Pacific Direct Current Intertie</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
TVE	<i>Total Vector Error</i>
BIG	Banco de Informações de Geração
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
LabPlan	Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia
AWS	<i>Amazon Web Services</i>
UHE	Usina Hidroelétrica
RAP	Relatório de Análise de Perturbações
UTC	<i>Coordinated Universal Time</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	OBJETIVOS	22
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	23
2	VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE.....	25
2.1	A OPERAÇÃO DE SEE	25
2.2	REPRESENTAÇÃO DOS SEE	27
2.3	SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASO- RES	29
2.3.1	Fonte de Sincronismo Temporal	30
2.3.2	Unidade de Medição Fasorial	31
2.3.3	Concentrador de dados	31
2.4	A VALIDAÇÃO DE MODELOS	32
2.4.1	Síntese de publicações	33
2.5	CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS	38
3	METODOLOGIA EMPREGADA	41
3.1	ASPECTOS GERAIS	41
3.2	INDICADORES NUMÉRICOS	43
3.2.1	Indicadores para Domínio do Tempo	43
3.2.1.1	Erro Relativo	44
3.2.1.2	Erro Absoluto	44
3.2.1.3	R-Factor: Fator de confiabilidade	46
3.2.2	Indicadores para o Domínio da Frequência	48
3.2.3	Indicadores para a Análise Modal	50
3.3	ESTRATÉGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE FONTES DE DISCREPÂNCIAS	51
3.4	CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS	54
4	ESTUDO DE CASO SINTÉTICO.....	55
4.1	O SISTEMA KUNDUR	55
4.2	DESCRIÇÃO DO ESTUDO	56
4.3	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	57
4.3.1	Indicador IDT^1	58
4.3.2	Indicador IDT^2	59
4.3.3	Indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$	60
4.3.4	Indicador IDT^4	61
4.3.5	Avaliação dos Indicadores	62
4.4	ESTUDO COMPLEMENTAR	63
4.5	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES	66

5	ESTUDO DE CASO DO SIN: AMBIENTE DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	69
5.1	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN	69
5.2	O PROJETO MEDFASEE BT	71
5.3	DESCRIÇÃO DO ESTUDO REALIZADO	72
5.4	DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO	74
5.4.1	Resultados da simulação	78
5.5	APLICAÇÃO DOS INDICADORES	81
5.5.1	Análise no Domínio do Tempo	81
5.5.1.1	Indicador IDT^1	81
5.5.1.2	Indicador IDT^2	83
5.5.1.3	Indicador IDT^3 (R-Factor)	84
5.5.1.4	Indicador IDT^4	86
5.5.2	Análise no Domínio da Frequência	88
5.5.3	Análise Modal	89
5.6	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES	91
6	ESTUDO DE CASO DO SIN: AMBIENTE DE TEMPO REAL	95
6.1	DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO	95
6.2	DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO	97
6.2.1	Validação do Ponto de Operação	97
6.2.2	Definição da Sequência de Eventos	99
6.2.3	Resultados Obtidos	99
6.3	APLICAÇÃO DOS INDICADORES	102
6.3.1	Período de Análise I	104
6.3.1.1	Análise no Domínio do Tempo	104
6.3.1.2	Análise no Domínio da Frequência	110
6.3.2	Período de Análise II	112
6.3.2.1	Análise no Domínio do Tempo	112
6.3.2.2	Análise no Domínio da Frequência	115
6.3.3	Período de Análise III	116
6.3.3.1	Análise no Domínio do Tempo	116
6.3.3.2	Análise no Domínio da Frequência	119
6.3.4	Análise Modal	120
6.4	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES	122
7	CONCLUSÕES	125
	REFERENCIAS	127
	APÊNDICE A – Tabelas	133
	ANEXO A – Modelos do Sistema de Kundur	147
	ANEXO B – Configurações Organon	153

1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) possuem características únicas, de modo que possam ser considerados como um dos sistemas de engenharia mais complexos existentes na atualidade (GIRI et al., 2012). Dentre as singularidades que diferenciam os SEE de outros sistemas da engenharia destaca-se a presença de milhares de dispositivos que operam de maneira interligada e que influenciam de forma distinta na dinâmica do sistema. Somado a isso, temos o fato de que SEE de grande porte, como o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), podem cobrir áreas de dimensões continentais.

Motivado por tais características, as tomadas de decisões para o planejamento e operação dos SEE são baseadas nos resultados de simulações computacionais (DECKER et al., 2010). Neste contexto, as máquinas síncronas, os seus respectivos controles, os elementos da rede elétrica e carga do sistema são modelados por equações matemáticas diferenciais e algébricas que descrevem o comportamento dinâmico do SEE.

Entre os estudos de operação e planejamento realizados com o auxílio das simulações da dinâmica dos SEE destacam-se: o cálculo de limites operacionais; estudos de impacto de novas unidades geradoras no sistema; a avaliação do desempenho dos sistemas de proteção existentes; bem como a definição de Sistemas Especiais de Proteções (SEPs) para situações específicas de operação (NERC, 2010).

Portanto, é de vital importância que os modelos dos elementos do sistema empregados nas simulações estejam corretamente representados, de forma que os resultados obtidos nas simulações reflitam a realidade observada no SEE. De acordo com (ALLEN; KOSTEREV; POURBEIK, 2010) as imprecisões nos modelos utilizados refletirão nos resultados dos estudos de operação e planejamento, que por sua vez, podem levar o sistema a operar em condições inseguras, quando a modelagem for otimista, ou ainda em contrapartida, para uma modelagem pessimista, pode subestimar a capacidade do sistema de manter sua estabilidade e indicar a necessidade de investimentos desnecessários. Logo, se faz necessária a revisão periódica dos modelos utilizados.

As abordagens mais utilizadas no processo de validação de modelos são: a validação por componente e a validação sistêmica. A validação por componente, consiste na técnica de testar isoladamente cada componente do sistema (transformador, gerador, etc.) e, assim, determinar um modelo preciso para o componente em questão. Já a

técnica de validação sistêmica tem o objetivo reproduzir perturbações no sistema e buscar, de forma iterativa, refinar os modelos para uma melhor adequação entre a resposta real e simulada. No entanto, ambas técnicas demandam muito tempo e esforço.

Com o avanço da tecnologia, a observabilidade dos SEE foi amplificada nas últimas décadas com novos recursos de telecomunicações e tecnologia de sincronismo por GPS (sigla do inglês *Global Positioning System*). Consequentemente foi possível aprimorar o monitoramento do comportamento dos SEE de modo a facilitar os estudos de seu comportamento dinâmico. Nesta questão destaca-se a tecnologia de PMU (sigla do inglês *Phasor Measurement Unit*) que permite a obtenção de medidas de fasores de tensão e corrente de forma sincronizada e que, em conjunto com os sistemas de sincronização via satélite, permitiu o desenvolvimento dos Sistemas de Medição Sincronizada de Fasores (SMSF).

O principal destaque dos SMSF sobre o sistema tradicional de monitoração das grandezas elétricas SCADA (sigla do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) é a aquisição precisa e direta de fasores de tensão e corrente sincronizados no tempo. Além disso, a alta taxa de aquisição de fasores sincronizados no tempo para qualquer ponto do sistema possibilita o monitoramento da dinâmica do sistema elétrico, em tempo real, e auxilia na análise de grandes perturbações, permitindo determinar a sequência exata de eventos que ocorreram no sistema.

Por estes motivos, os SMSF também se destacam como uma poderosa ferramenta que pode auxiliar os processos de validação de modelos de simulação dinâmica, indicando de maneira prévia possíveis pontos do sistema passíveis de erro de modelagem, facilitando sua identificação e eventual necessidade de ajuste.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar um estudo a respeito de estratégias de validação de modelos de SEE, em especial a validação sistêmica, utilizando os registros provenientes de Sistemas Medição Sincronizada de Fasores (SMSF), de forma a criar indicadores numéricos que facilitem mensurar e identificar as discrepâncias presentes entre a resposta simulada e os registros de SMSF.

Os indicadores numéricos utilizados abrangem uma análise no domínio do tempo, no domínio da frequência e uma análise global dos

modos de oscilações presentes. Deste modo, formaliza-se uma estratégia para se quantificar e identificar eventuais áreas do sistema que apresentem divergências entre os resultados de simulações e registros de sincrofases.

Como objetivo específico, este trabalho visa aperfeiçoar os indicadores propostos em (da SILVA, 2014) com enfoque na melhoria de sua eficácia na distinção de discrepâncias no domínio do tempo.

Para tal, utilizou-se o software de simulação ORGANON, por meio do qual foram reproduzidas duas perturbações registradas no SIN no último ano, comparando-se os resultados obtidos com as medições provenientes do SMSF MedFasee BT.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está organizado em sete capítulos, conforme descrito a continuação. No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica acerca dos principais temas abordados e uma síntese de publicações sobre validação de modelos em SEE. No capítulo 3 descreve-se a metodologia considerada no processo de validação e identificação das discrepâncias dos modelos de simulação, com a utilização de indicadores numéricos. No capítulo 4 apresentam-se os resultados da aplicação da metodologia em um estudo de caso sintético com a utilização de um sistema teste acadêmico (KUNDUR, 1994) para validação dos indicadores propostos. No capítulo 5, por sua vez, aborda-se o emprego da metodologia para avaliar o resultado da simulação de uma perturbação real ocorrida no SIN utilizando-se de um caso base de estudos de planejamento mensal da operação como ponto de operação e dos registros do SMSF MedFasee BT. No capítulo 6, emprega-se um exemplo mais realístico de validação de modelos com a utilização de um caso de tempo real para reprodução de outra grande perturbação registrada no SIN. Por fim, no capítulo 7 apresentam-se as conclusões dos estudos realizados, destacando as contribuições deste trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE

Neste capítulo apresenta-se uma breve introdução a respeito da operação de SEE, da representação de suas características dinâmicas, por meio de modelos, dos sistemas de medição sincronizada de fasores (SMSF) e, por fim, apresenta-se uma síntese de publicações sobre validação de modelos.

Na primeira parte do capítulo apresentam-se os diferentes dispositivos de controle que atuam sobre os SEE para assegurar a qualidade e confiabilidade de sua operação. Em seguida, apresentam-se os conceitos da representatividade destas características dinâmicas dos SEE por meio de modelos matemáticos empregados em simulações computacionais. E por fim, apresenta-se uma introdução aos SMSF, destacando-se suas principais características.

No restante do capítulo descreve-se as principais abordagens empregadas na validação de modelos de SEE, os primeiros trabalhos de validação realizados no sistema elétrico norte americano e os trabalhos aplicados ao SIN.

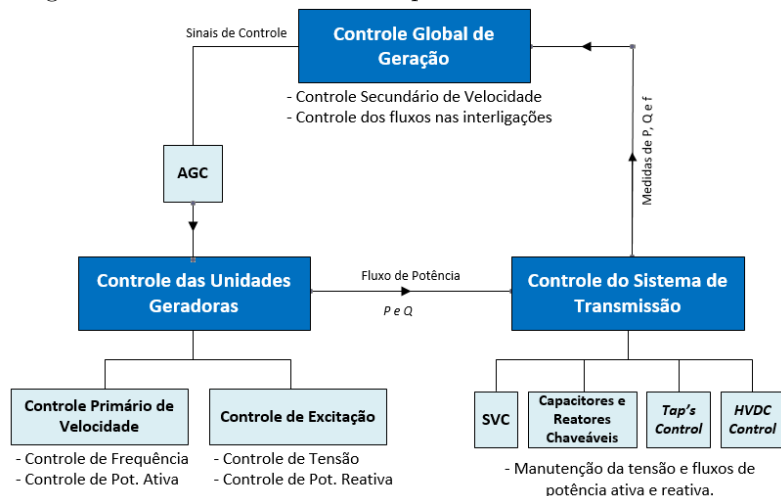
2.1 A OPERAÇÃO DE SEE

A operação e o controle dos SEE têm como objetivo principal assegurar o correto funcionamento do sistema sujeito a pequenas e grandes perturbações, se mantendo estável e garantindo o fornecimento de energia elétrica de forma ininterrupta. Para tal, a operação dos sistemas elétricos deve seguir os seguintes requisitos (KUNDUR, 1994):

- I. Prezar pelo custo mínimo;
- II. Ser capaz de se adaptar às constantes variações de carga, adequando a geração de potência ativa e reativa; e
- III. Garantir a qualidade da energia, buscando a constante manutenção da frequência, da tensão e da confiabilidade do sistema.

Para atender a todos esses requisitos, diversos sistemas de controle atuam sobre o sistema em diversos níveis. Segundo (KUNDUR, 1994), pode-se dividir os sistemas de controle em três subsistemas que atuam em conjunto, embora em diferentes estágios, na dinâmica do sistema: os controles das unidades geradoras; o controle de geração global e os controles do sistema de transmissão.

Figura 1 – Sistemas de Controle que atuam na dinâmica dos SEE.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Na Figura 1 são representados os três subsistemas supracitados, na forma de um diagrama esquemático para melhor visualização das interações entres eles.

Primeiramente, nas unidades geradoras têm-se, em especial, o controle primário de velocidade e o controle de excitação que atuam localmente sobre a máquina síncrona.

O controle primário de velocidade é realizado pelo regulador de velocidade, e tem a função de atuar sobre a gerador para regular os desvios de frequência ocasionados pela variação de carga do sistema. Desta maneira, ele regula a potência gerada pela máquina para que a mesma se adeque as variações de carga, mantendo o valor da frequência próximo do nominal.

Já o controle de excitação das unidades geradoras, realizado pelo regulador de tensão, tem a função de regular a tensão terminal do gerador e a injeção de potência reativa da máquina. Em alguns casos, também há a presença do estabilizador de sistema de potência (PSS, sigla do inglês *Power System Stabilizer*) que auxilia no amortecimento de oscilações do rotor da máquina.

Em segundo lugar, tem-se o controle de geração global, que é um controle centralizado executado nos Centro de Operação do Sistema (COS) e tem como função o controle secundário de velocidade. Este

controle, ocorre por meio do Controle Automático de Geração (CAG), que regula o desvio de velocidade das máquinas síncronas do sistema em relação a sua velocidade nominal a partir do ajuste do *setpoint* do controle primário de velocidade. Além disso, este mesmo controle também é capaz de controlar os fluxos de intercâmbio entre as áreas de um sistema para manter seus valores conforme o planejado.

Por fim, tem-se os sistemas de controle do sistema de transmissão, que atuam sobre o controle de tensão e de potência reativa nas linhas que interligam o sistema. Os componentes que realizam estes controles são: compensadores estáticos de reativos (em inglês *Static VAR Compensator* - SVC); capacitores e reatores chaveáveis; controle de TAPs de transformadores; transformadores defasadores; e os controles dos retificadores e inversores dos sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*) (KUNDUR, 1994).

Segundo (KUNDUR, 1994), tais componentes contribuem na operação dos sistemas elétricos de forma a possibilitar um melhor controle sobre diversas variáveis do sistema (tensão, fluxo de potência ativa e reativa, carregamento, etc.), afetando o desempenho dinâmico do sistema e auxiliando na sua estabilidade perante perturbações.

Desta maneira, para que se garanta a confiabilidade dos estudos de planejamento da operação em entregar resultados adequados e coerentes do ponto de vista operacional, se faz necessário que todos estes componentes de controle sejam corretamente representados nos modelos de simulação utilizados.

2.2 REPRESENTAÇÃO DOS SEE

Em termos gerais um modelo é definido como um conjunto de equações, ou relações, matemáticas que descrevem de maneira adequada as interações entre um ou mais componentes de um sistema com a precisão desejada, dentro de um determinado intervalo de tempo de estudo (ANDERSSON, 2012).

Desta maneira, os modelos podem ser construídos através de duas abordagens: identificação e modelagem (DECKER et al., 2010):

- 1) Identificação: consiste na utilização de dados experimentais de variáveis de entrada e saída para construir um modelo matemático que relaciona estas variáveis. Esta abordagem comumente é denominada de modelagem “caixa preta ou cinza”, e geralmente, são obtidos modelos simplificados, nos quais nem sempre há uma

interpretação física de seus parâmetros.

- 2) Modelagem: consiste na construção de um modelo matemático, levando em consideração o conhecimento dos mecanismos que relacionam as variáveis de entrada. Nesta abordagem, leis físicas que descrevem o funcionamento de determinado mecanismo, são aplicadas para formar blocos. Esses blocos, por sua vez, são interligados para se modelar o sistema ou fenômeno físico por completo. Este tratamento também é conhecido como modelagem “caixa branca” e geralmente os modelos construídos a partir desta abordagem são mais complexos, na medida que os parâmetros do modelo preservam um significado físico.

A maioria dos componentes e estruturas que compõem os SEE, tais como os sistemas de controle indicados no tópico anterior, são conhecidos e com isso há a possibilidade de representá-los através de modelos matemáticos, baseados nas leis físicas que os descrevem.

No entanto, dada a alta complexibilidade presente nos SEE, pela interação de diversos elementos conectados entre si, há a presença de diversas e variadas interações dinâmicas, de diferentes ordens de tempo. Algumas dessas interações são de dinâmica ultra-rápida, como os efeitos transitórios de descargas atmosféricas, e outras de dinâmica lenta, como o controle automático de geração (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2011).

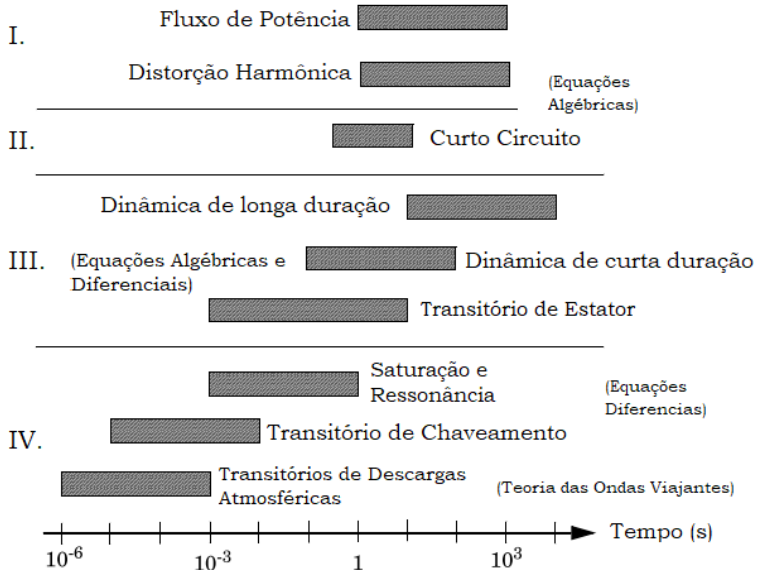
Desta maneira, há diferentes categorias de modelos para os estudos em SEE que variam de acordo com o objeto em análise e da constante de tempo do fenômeno que se deseja analisar. Baseado em (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2011), (SAUER; PAI, 1998) e (ANDERSON, 2012) podemos classificar os diferentes fenômenos dinâmicos em relação a sua escala de tempo e dos modelos (equações matemáticas) utilizados nas suas respectivas análises, em 4 grupos:

- I. Regime Permanente (Fluxo de Potência)
- II. Análise de Falhas (Curto-Circuito)
- III. Dinâmicos - Transitórios Eletromecânicos
- IV. Dinâmicos - Transitórios Eletromagnéticos

Na Figura 2, é apresentado um resumo dos fenômenos dinâmicos distribuídos sob uma linha de tempo, ilustrando a ordem de tempo em que cada fenômeno ocorre e apresentando a separação dos grupos de modelos supracitados.

Destaca-se que neste trabalho são abordados as simulações e estratégias de validação de modelos referentes ao Grupo III. Todavia, o ponto de partida para a simulação dinâmica é baseado em um caso de regime permanente pré-perturbação, proveniente dos estudos de Fluxo de Potência (Grupo I).

Figura 2 – Caracterização dos modelos de SEE.



Fonte: Adaptado de (ANDERSSON, 2012).

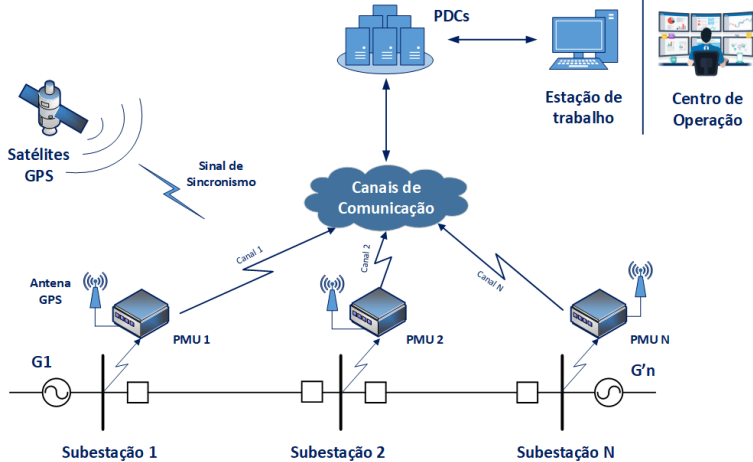
2.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES

A utilização em ampla escala de SMSF (WAMS - *wide-area measurement systems*) possibilita o monitoramento da dinâmica do sistema, a melhora dos sistemas de proteção e controle, e possibilita a avaliação dos modelos de simulação dinâmica em caráter sistêmico (DE LA REE et al., 2010).

A estrutura básica de um SMSF convencional é composta por: uma fonte de sincronismo temporal; unidades de medição fasorial (em inglês *Phasor Measurement Unit* - PMU); canais de comunicação; e, por fim, um concentrador de dados fasoriais (em inglês *Phasor Data Concentrator* - PDC).

Na Figura 3 é apresentado um desenho esquemático com todos os componentes de um SMSF convencional desde o ponto de medição até a disponibilização dos dados aos usuários e em um COS.

Figura 3 – Estrutura básica de um SMSF.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

2.3.1 Fonte de Sincronismo Temporal

Um dos principais desafios para o desenvolvimento da tecnologia Medição Sincronizada de Fasores foi dispor de uma referência comum de tempo para todos os equipamentos, que podem estar separados por longa distancias, com confiabilidade e precisão adequada. Tal desafio foi superado de forma satisfatória a partir da disponibilidade para uso civil do sistema de georreferenciamento por satélite, GPS, ao final da década de 80 e início da década de 90.

Desta maneira, no contexto do SMSF, o GPS tem a função de fornecer duas importantes informações: o pulso por segundo (PPS); e o contador SOC (sigla do inglês *Second of Century*). O sinal PPS garante que as medidas dos diversos equipamentos sejam amostradas simultaneamente, mantendo a mesma referência angular, independentemente da localização em que se encontra o equipamento. Já o contador SOC, por sua vez, carrega a informação do número de segundos que se passaram, desde às 00h00min00s do dia 1 de janeiro de 1970 até o segundo

atual. Com isso forma-se a etiqueta de tempo, um número inteiro que indica em qual amostra, a partir do PPS, a medida foi obtida.

2.3.2 Unidade de Medição Fasorial

A unidade de medição fasorial (PMU - *Phasor Measurement Unit*) é composta basicamente de três módulos: um módulo de aquisição; um módulo de sincronismo e um módulo de processamento.

O módulo de aquisição faz o processo de conversão dos sinais analógicos de tensão e corrente recebidos dos transformadores de instrumentação para um sinal digital e os envia para a unidade de processamento.

O módulo de sincronismo, por sua vez, recebe os dados de sincronismo temporal, da respectiva fonte de sincronismo, e emite um pulso de clock para que a unidade de processamento realize a amostragem das medidas em um intervalo de tempo fixo.

Já o módulo de processamento, por sua vez, tem como função manipular todas as informações recebidas dos módulos de aquisição e de sincronismo, calculando assim os valores complexos (fasores) de tensão, corrente, frequência da rede e variação da frequência (ROCOF, do inglês *Rate of change of frequency*). Além disso, a unidade de processamento é responsável por atribuir a cada medida uma etiqueta de tempo e formatar os dados obtidos seguindo os padrões estabelecidos pela norma do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) C37.118.2-2011. Após estes processos o módulo de processamento faz o envio dos dados formatados aos Concentradores de Dados Fasoriais por meio dos canais de comunicação.

2.3.3 Concentrador de dados

O PDC (sigla em inglês para *Phasor Data Concentrator*) é o responsável por todo o gerenciamento dos dados fasoriais enviados pelas PMU. Deste modo, tem como funções principais receber os dados, organizá-los em ordem cronológica de acordo com sua etiqueta de tempo, classificá-los quanto sua qualidade, armazená-los em um banco de dados e disponibilizá-los para consultas *offline* e/ou para aplicações *online*, ou ainda, enviar os dados para outros clientes.

Destaca-se também que todos estes processos ocorrem em tempo real e demandam que o PDC opere com uma adequada velocidade

e latência. Requisitos e funcionalidades básicas para um PDC estão estabelecidos na norma IEEE C37.244-2013.

2.4 A VALIDAÇÃO DE MODELOS

Historicamente as abordagens utilizadas no processo de validação de modelos em SEE consistem na validação por componente e na validação sistêmica, tal que cada uma com suas características apresentam vantagens e desvantagens.

A validação de componentes é dedicada, em geral, a avaliar um único componente do sistema (gerador, regulador de velocidade, PSS, etc). Este tipo de validação pode ainda ser abordada em duas maneiras: *off-line* quando o equipamento é desconectado da rede e submetido a ensaios e testes controlados, e *online* quando o equipamento se mantém em operação no sistema havendo o emprego de Simulação Dinâmica Híbrida (SDH) para isolar o componente do restante do sistema no processo de simulação. Para tanto, são injetadas na simulação grandezas elétricas obtidas de registros em barras de fronteira entre o componente e o restante do sistema, permitindo que sejam considerados apenas os modelos do componente ou subsistema de interesse (da SILVA, 2014).

Já na validação sistêmica, de interesse neste trabalho, as simulações são realizadas considerando a representação completa do SEE, sendo comparadas as respostas obtidas através de simulações com os registros de medições em pontos específicos do sistema (NERC, 2010). Tal abordagem só se tornou possível com o advento dos SMFS, pois a partir deles é possível monitorar a dinâmica do sistema com precisão. Exemplos desta aplicação utilizando SMFS são apresentados em: (DECKER et al., 2010), (CHEN; MARKHAM; LIU, 2012), (GAVIOLI, 2013), (da SILVA et al., 2017) e (LU et al., 2017).

Nestes trabalhos a validação de modelos é realizada através da reprodução de grandes perturbações em ambiente de simulação, para assim, avaliar o comportamento dinâmico do sistema registrado pelos sistemas de monitoração frente aos registros de simulação e aferir a qualidade dos modelos. No entanto, para que se possa assegurar uma comparação válida entre as respostas simulada e registrada no sistema, devem ser levados em consideração alguns aspectos conforme destacado por (HUANG; YANG; KOSTEREV, 2009):

- I. A condição de operação pré-perturbação do sistema deve ser adequadamente representada nos casos de fluxo de potência utiliza-

dos no processo de simulação;

- II. O processo de simulação deve executar a correta sequência de eventos ocorrida durante a perturbação no sistema;
- III. A perturbação em estudo deve ser capaz de sensibilizar as características dinâmicas do modelo a ser avaliado. Neste sentido, grandes perturbações em geral são uma ótima fonte de registros para a validação dos modelos dinâmicos tanto de forma sistêmica como local.

Tal abordagem envolve um esforço considerável na reunião de informações e na correta representação das mesmas durante o processo de simulação. Em especial, destaca-se o item I como a etapa mais exaustiva e extensa deste processo, conforme apontado por alguns autores (GAVIOLI, 2013) e (NERC, 2010).

Além disso, se faz necessário que os equipamentos responsáveis pela captura dos registros do sistema, como por exemplo as PMU, atendam aos requisitos normatizados para que seja assegurada a qualidade e confiabilidade de suas medições (IEEE, 2014). Neste sentido, problemas de sincronismo temporal, erros nos canais de comunicação, problemas nos equipamentos de instrumentação (TC e TP) e/ou instalação incorreta dos equipamentos podem acarretar em erros no processo de mensuração das grandezas elétricas e prejudicar uma posterior análise.

Portanto, considerando as incertezas levantadas, as discrepâncias entre os resultados de simulação e os registros reais do sistema, englobam o somatório dos erros de cada uma das etapas envolvidas no processo de validação de modelos (da SILVA et al., 2017).

Outro ponto relevante é a necessidade da experiência de especialistas no setor para realizar a identificação e ajustes dos modelos imprecisos do sistema durante o processo de simulação e comparação, conforme observado nos trabalhos destacados anteriormente.

Deste modo a utilização de indicadores numéricos que possam quantizar as discrepâncias entre os resultados das simulações e os valores registrados nos sistemas de medição dos SEE e ainda indicar um subsistema ou equipamento candidato a ter seu modelo revisado é de grande relevância para os estudos de validação de modelos.

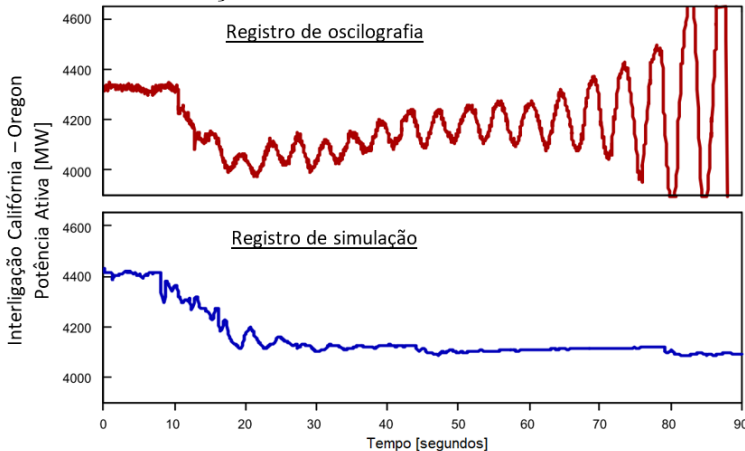
2.4.1 Síntese de publicações

As primeiras publicações que relatam a importância da validação de modelos referem-se aos blecautes ocorridos na costa oeste dos EUA,

o primeiro registrado em 2 de julho e o segundo em 10 de agosto de 1996. Na oportunidade, ao se tentar reproduzir os eventos que sucederam os blecautes em ambiente de simulação, os engenheiros se depararam com grandes divergências entre os registros de oscilografia e os resultados das simulações com os modelos vigentes (NERC, 2010).

Na Figura 4 é possível observar um exemplo destas divergências no fluxo de potência ativa na interligação entre Califórnia e Oregon (COI - *California-Oregon Intertie*) durante a perturbação que deu origem ao blecaute do dia 10 de agosto de 1996.

Figura 4 – Comparação da resposta observada durante o blecaute de 10 de agosto de 1996 no Oeste dos EUA com a resposta simulada utilizando os modelos de simulação.



Fonte: (NERC, 2010).

Observa-se, que pelo resultado da simulação, o sistema se manteria estável após a perturbação no sistema, enquanto que na realidade registrou-se uma oscilação não amortecida que levou o sistema à instabilidade.

A partir destes dois grandes eventos, diversos estudos foram realizados para se apurar as divergências dos modelos empregados nas simulações. As lições aprendidas neste processo geraram valiosas contribuições, revelando a necessidade de haver um maior rigor na modelagem dos equipamentos que constituem o sistema (NERC, 2010).

Tendo como referência de estudo o blecaute de 10 de agosto de 1996, destacam-se as seguintes contribuições, segundo exposto em

(NERC, 2010):

- I) Foi requisitado pelo *Western Electricity Coordinating Council* (WECC) - coordenado do sistema elétrico da costa oeste dos EUA - que todos os geradores com potência maior que 10 MW fossem submetidos a testes de validação de modelos, o que auxiliou o processo de identificação de modelos inadequados.
- II) Foi identificado que a capacidade de geração de potência reativa dos geradores era um dos pontos chave nos problemas de modelagem. Houve então a necessidade de se requisitar testes para comprovar as reais capacidades de fornecimento de reativos por parte de geradores com potência superior a 10 MVA;
- III) Foi verificado que os reguladores de velocidade modelados apresentavam comportamento otimista em relação aos registros, especialmente em máquinas térmicas.
- IV) Foi verificada necessidade de modelos mais detalhados para a representação dos controles do HVDC do Pacífico (PDCI - *Pacific Direct Current Intertie*), possibilitando estudos mais detalhados que posteriormente indicaram modificações no sistema de controle, em campo, para a melhoria do desempenho dinâmico.
- V) Foi identificado um mau desempenho por parte do Controle Automático de Geração (CAG) que contribuiu para a instabilidade no sistema. Desta forma, percebeu-se a importância de se conhecer os efeitos da dinâmica de média duração do CAG.
- VI) Por fim, o estudo revelou a necessidade de se representar os efeitos dinâmicos da carga, como por exemplo a carga de motores.

A partir de então, diversos estudos vislumbrando apurar a qualidade dos modelos empregados nos softwares de simulações foram realizados no sistema WECC ao longo dos anos seguintes.

No início dos anos 2000, foram observados diversos eventos de subfrequência no sistema WECC, nos quais foram observadas discrepâncias entre o afundamento da frequência registrado pelos equipamentos de oscilografia e as respostas de simulação. Tal fato, levou a investigação da atuação dos reguladores de velocidade no sistema. Neste estudo, foram utilizados os dados históricos do sistema SCADA e SMSF presentes no sistema e os resultados levaram a uma otimização da capacidade de transferência dos principais corredores de transmissão do COI.

Em 4 de agosto de 2000 foram observadas oscilações com baixo amortecimento no sistema WECC, os quais foram associados a divergências nos modelos dos PSS e na forma de representação da carga, promovendo uma nova avaliação dos modelos de carga derivados dos estudos anteriores de 1996 (NERC, 2010).

Em 14 de julho de 2004, houve uma grande perturbação no sistema WECC com uma complexa sequência de faltas em linhas de transmissão de 500 kV, o qual resultou em um afundamento da frequência para 59,5 Hz com grandes oscilações de potência ativa nas linhas (NERC, 2010). Estudos realizados em (AGRAWAL; KOSTEREV, 2007) revelaram que apesar dos grandes esforços praticados pelo Operador do WECC na melhoria dos modelos de simulação, ainda haviam alguns pontos a serem revisados, tais como: os modelos de PSS, que representavam de maneira otimista as capacidades de reativos dos geradores; e a modelagem de carga que não representava de maneira adequada sua sensibilidade a tensão.

Já em agosto de 2003, um blecaute afetou o nordeste dos EUA e a região de Ontário no Canadá. No trabalho apresentado por (HAUER et al., 2004), verificou-se a importância dos SMFS nos estudos de análise de perturbações, podendo visualizar-se o comportamento dinâmico do sistema, sob análise do domínio do tempo e da frequência. Tais características permitiram analisar a perturbação que sucedeu o blecaute de forma a sugerir futuras modificações no sistema de modo a evitar a ocorrência de novos fenômenos como este.

Em março de 2004, foram realizados estudos de validação de modelos de cargas no sistema chinês *Northeast China Power Grid*. Nesta ocasião foram aplicados curtos-circuitos trifásicos propositais em linhas de transmissão de 500 kV do sistema elétrico da empresa, para verificar o comportamento da carga perante tais distúrbios. Para tal utilizou-se PMU para capturar os registros dinâmicos (fasores de tensão e corrente) em barras específicas do sistema e o sistema SCADA para obter a estrutura topológica e dados do fluxo de potência. A conclusão do estudo revelou que o modelo de carga utilizado pela empresa não correspondia ao real comportamento do sistema, sugerindo a utilização de dois outros modelos: um baseado na classificação de subestações usando *fuzzy clustering* e modelagem de carga baseado em medição; e o outro utilizando a teoria de agregação e a modelagem de carga baseado em medição (HAN et al., 2009).

Já em relação ao Sistema Interligado Nacional (SIN), se destacam os trabalhos relacionados ao projeto MedFasee BT. No trabalho de (DECKER et al., 2010) foram realizados estudos a respeito da per-

turbação ocorrida em 4 de julho de 2009 no sistema de transmissão de 765 kV, ocasionando o corte de geração de 2300 MW na usina de Itaipu e 576 MW na usina de Tucuruí. Neste estudo, a perturbação foi reproduzida em ambiente de simulação e foi comparada com os dados de dois SMSF: um contendo PMU instaladas na rede de baixa tensão de nove universidades brasileiras (Projeto MedFasee BT) e outro instalado em quatro subestações de 500 kV da concessionária de transmissão Eletrosul. Os resultados apresentaram aderência adequada entre a resposta dos modelos e os registros, sendo analisadas as características qualitativas, por meio de comparação visual das características das curvas; e quantitativo, analisando-se indicadores sistêmicos dos modos de oscilação interáreas (frequência de oscilação e taxa de amortecimento).

Outro exemplo de validação de modelos de simulação do SIN refere-se ao trabalho de (GAVIOLI, 2013) no qual foram reproduzidas três perturbações: duas relacionadas à perda da interligação Norte-Sul nos dias 7 e 24 de setembro de 2010, e outra referente à rejeição de todas as unidades geradoras do setor 60 Hz da usina de Itaipu no dia 2 de setembro de 2011. Os resultados das simulações destes eventos foram comparados com registros de PMU pertencentes à infraestrutura do SMSF MedFasee BT, apresentando satisfatória aderência entre as duas respostas. Pela análise qualitativa do autor, foi verificado que os modelos foram capazes de prever a estabilidade do sistema, bem como, a faixa de valores e a tendência das curvas.

Ressalvas foram observadas a respeito da modelagem do subsistema Acre/Rondônia, onde resultados de simulação apresentaram pouca aderência em relação aos registros do SMSF. No que se refere ao amortecimento dos modos de oscilação, uma análise quantitativa verificou que a resposta do modelo apresenta resultados levemente otimistas em relação ao comportamento real do sistema.

Do mesmo modo, também é comum que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), verifique a aderência dos resultados de simulações ao longo dos processos de análise de grandes perturbações registradas no SIN, comparando-se visualmente as curvas obtidas na simulação com registros do SIN, tendo como objetivo identificar e corrigir eventuais discrepâncias nos modelos utilizados.

Destaca-se também o trabalho de (da SILVA, 2014), no qual apresenta uma proposta de metodologia a ser utilizada no processo de validação de modelos de SEE, baseada em indicadores numéricos para identificação e localização de modelos imprecisos.

A metodologia apresentada em (da SILVA, 2014) envolve a utilização de registros de SMSF no cálculo de indicadores numéricos no

domínio do tempo e da frequência, bem como uma análise dos modos de oscilação do sistema. O trabalho de (da SILVA, 2014) também envolve uma análise de sensibilidade de trajetórias para avaliar a influência de um determinado parâmetro no resultado da simulação.

Tais metodologias foram validadas utilizando o sistema acadêmico de 6 barras de KUNDUR (1994), sendo as simulações realizadas no software ORGANON. Posteriormente, foram realizadas simulações no SIN de eventos de grande magnitude, sendo inserido erros propositais em determinados parâmetros dos modelos de algumas unidades geradoras com o intuito de verificar a efetividade dos indicadores em detectar os desvios gerados por tais erros em um sistema real e de grande extensão.

Outro trabalho, mais recente, publicado por (da SILVA et al., 2017) apresenta a evolução da metodologia desenvolvida aplicada em dois casos reais de validação de modelos de simulação da dinâmica do SIN utilizando sincrofasores. Neste trabalho a estratégia adotada é a utilização dos indicadores numéricos desenvolvidos em (da SILVA, 2014) englobando uma análise seguindo uma estrutura hierárquica de nível sistêmico, sub-sistêmico e local com o objetivo de identificar a origem dos erros nos modelos de simulação.

Neste mesmo trabalho foram avaliados a qualidade dos modelos de simulação utilizando perturbações reais que ocorreram no SIN e comparando-se as respostas simuladas com os registros de 20 PMU do projeto MedFasee BT. Foram consideradas ainda a utilização dos casos de planejamento mensal da operação como ponto pré-falta, bem como o registro do sistema de supervisão de tempo real do ONS, em um segundo momento.

Como conclusão deste trabalho os autores destacam que a metodologia proposta oferece um processo sistemático para a identificação de discrepâncias na modelagem de grandes SEE, utilizando perturbações naturais do sistema. Porém, ressalta-se que a efetividade da metodologia dependerá da característica e abrangência do SMSF considerado nas análises (da SILVA et al., 2017).

2.5 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS

Neste seção foram apresentados os principais conceitos que envolvem a operação e controle dos SEE, a representação de suas características dinâmicas por meio de modelos, os quais são utilizados em softwares de simulação, e nas principais características dos SMSF.

Na sequência, apresentou-se uma síntese dos principais trabalhos de validação de modelos encontrados na literatura, com grande destaque para os estudos realizados no sistema elétrico americano WECC frente aos apagões de 2 de julho e o segundo em 10 de agosto de 1996 na costa oeste dos EUA, os quais revelaram a importância da constante revisão dos modelos de simulação dinâmica utilizados para o planejamento da operação dos SEE e motivaram a realização de outros estudos sobre o tema em outras localidades.

Nota-se que em todos os trabalhos, independentemente da abordagem utilizada, o emprego de sistemas de monitoramento que garantem uma boa observabilidade dos efeitos dinâmicos do sistema é crucial para a prática de validação de modelos. Tal fato, corrobora o destaque dado aos SMSF tendo em vista suas características de medição precisa, sincronizada e com alta taxa de aquisição.

No cenário nacional temos como destaque os trabalhos relacionados Projeto MedFasee BT, os quais avaliaram a aderência do resultado de simulações com os registros de sincrofasores através da inspeção visual das curvas entre as duas respostas (simulada e medida), a frequência e a taxa de amortecimento dos modos de oscilações. Em trabalhos mais recentes, avaliou-se também o uso de indicadores numéricos para mensuração e identificação de discrepâncias entre as respostas simulada e medida.

Outro fato a ser considerado é a dificuldade intrínseca ao processo de validação dos modelos, especialmente na validação sistêmica, que muitas vezes requer o conhecimento e experiência de especialistas do setor. Neste sentido, o estudo de estratégias com a utilização de indicadores numéricos que possam quantificar e indicar a possível localização de um modelo incorreto se torna de grande relevância para este tema, tal como abordado por (da SILVA, 2014).

Portanto, dado o contexto apresentado, este trabalho se faz focado no estudo de estratégias de detecção de discrepâncias observadas na representatividade dos modelos de simulação dinâmica de SEE com base na utilização de indicadores numéricos, sendo utilizados registros de sincrofasores para comparação dos resultados simulados e observados no sistema conforme metodologia apresentada no capítulo a seguir.

3 METODOLOGIA EMPREGADA

Neste capítulo são apresentadas as estratégias e as metodologias consideradas para detecção de discrepâncias voltadas ao processo de validação de modelos de simulação dinâmica.

O objetivo deste estudo é avaliar e dar continuidade aos desenvolvimentos propostos por (da SILVA, 2014), verificando sua efetividade sob novas perturbações registradas no SIN. São ainda propostos novos indicadores afim de aprimorar a efetividade no processo de detecção de discrepâncias na representatividade dos modelos de simulação, especialmente no caso da representação completa de modelos de grandes sistemas interligados, como o SIN.

Inicialmente, apresentam-se os aspectos gerais da metodologia empregada com as considerações adotadas. Em seguida apresentam-se as características e o equacionamento matemático de cada indicador utilizado no processo validação de modelos e, por fim, descreve-se a estratégia para a identificação das regiões com as maiores divergências entre a resposta simulada e medida.

3.1 ASPECTOS GERAIS

O objetivo principal da validação de modelos é avaliar o quão próximos estão os resultados obtidos a partir dos modelos de simulação em relação aos dados observados (DECKER et al., 2010). Para suprir tal demanda são consideradas as informações provenientes dos SMSF, que dadas as suas características são capazes de fornecer informações precisas acerca do comportamento dinâmico dos SEE.

As grandezas elétricas registradas através dos SMSF são as seguintes: magnitude, ângulo e frequência da tensão nas barras; e magnitude e ângulo da corrente nos ramos monitorados pelas PMU. A partir do cálculo dos fasores de tensão e corrente, efetuados pela própria PMU, é possível se obter os valores de potência ativa e a reativa nos ramos monitorados.

Desta forma, pode-se considerar cada PMU como uma fonte de informação para avaliar a qualidade dos modelos de simulação. Assim, se faz possível mensurar as discrepâncias entre o resultado das simulações computacionais e os registros reais do sistema em diferentes partes do sistema, conforme a abrangência do sistema SMSF utilizado.

Considerando tal abordagem, com a utilização de um conjunto

de pontos do sistema distantes geograficamente entre si, assume-se a premissa adotada em (da SILVA, 2014):

- *O erro em um determinado modelo em um determinado ponto do sistema provoca discrepâncias com diferentes magnitudes em cada ponto de medição, sendo estas magnitudes associadas à distância elétrica do ponto do sistema cujo modelo está impreciso.*

O processo de avaliação dos modelos de simulação se dá com a reprodução de perturbações de grande magnitude registradas no SIN. Para tal foi utilizado o software ORGANON, um programa que agrega em uma única plataforma ferramentas de análise sistêmica e de segurança aplicadas em sistemas elétricos de potência, tanto em caráter estático como dinâmico (HPPA, 2018).

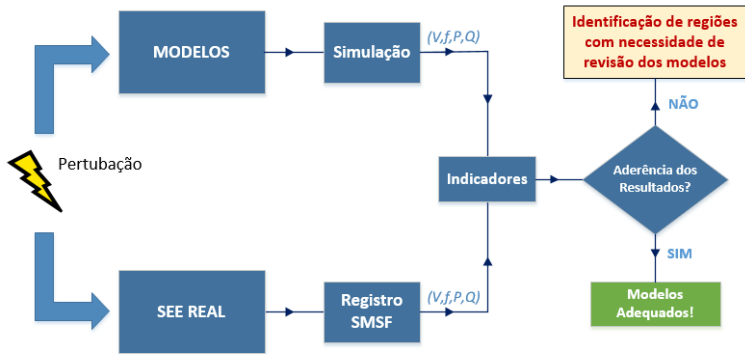
Além disso, o ORGANON também é utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), tanto nas áreas de operação em tempo real, como nas áreas de planejamento da operação (PENNA et al., 2011).

A partir do exposto são apresentadas três metodologias com objetivo de quantificar e identificar, por meio de indicadores numéricos, discrepâncias entre resposta do modelo de simulação e os registros do sistema, tal como abordado em (da SILVA, 2014). As metodologias consistem em três diferentes análises, conforme se segue:

- i) **Análise no domínio do tempo:** quantifica as diferenças entre a resposta do modelo simulada e os registros do sistema e define uma estratégia para a localização de modelos imprecisos no sistema.
- ii) **Análise no domínio da frequência:** aplica-se a Transformada Discreta de Fourier (Discrete Fourier Transform - DFT) na resposta do modelo simulada e nos registros do sistema. As discrepâncias entre estes dois sinais são quantificadas através de indicadores numéricos. Neste caso também é definida uma estratégia para a localização de modelos imprecisos no sistema.
- iii) **Análise modal:** quantifica-se as características de frequência de oscilação e taxa de amortecimento de modos de oscilações intrínseca predominante por meio do Método de Prony.

Na Figura 5 é apresentado um diagrama esquemático que ilustra o funcionamento da abordagem descrita.

Figura 5 – Diagrama esquemático da abordagem considerada na avaliação dos modelos de simulação



Fonte: Elaborado pelo autor(2018).

3.2 INDICADORES NUMÉRICOS

Nesta seção são apresentados os indicadores numéricos utilizados para a quantização das discrepâncias no processo de validação, separados de acordo com os tipos de análise supracitados, e posteriormente, apresenta-se a estratégia de aplicação dos indicadores para localização de discrepâncias na representação dos modelos.

Os indicadores e a estratégia de aplicação dos mesmos são baseados nos trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017), sendo propostos novos indicadores no domínio do tempo, a fim de complementar e aprimorar o processo de identificação destas discrepâncias nos modelos representativos de simulação dinâmica.

3.2.1 Indicadores para Domínio do Tempo

O indicador numérico referente ao domínio do tempo busca quantificar as discrepâncias observadas no exame visual das curvas obtidas através dos registros do sistema e resultados de simulação, permitindo uma análise quantitativa e precisa em relação a qualidade dos modelos.

Conforme destacado por (da SILVA, 2014), deve-se atentar para que o período de análise englobe um número de amostras suficiente, de modo a registrar as discrepâncias do processo dinâmico nas diferentes

constante de tempo existentes.

3.2.1.1 Erro Relativo

Nos trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017), as discrepâncias entre os dois sinais no tempo (simulado e registros) é contabilizada através do erro relativo (e_R) entre ambos os sinais de uma determinada medida y , conforme equação:

$$e_R[t_n] = \frac{y^{sim}[t_n] - y^{ref}[t_n]}{y^{ref}[t_n]}, \quad \forall t_n \in [0, N] \quad (3.1)$$

onde $e_R[t_n]$ corresponde ao erro relativo no instante de tempo da amostra n ; $y^{sim}[t_n]$ ao valor da medida y obtida da resposta do modelo no instante de tempo da amostra n ; $y^{ref}[t_n]$ ao valor da medida y do registro do sistema no instante de tempo da amostra n ; e N o número total de amostras.

O uso do erro relativo se faz necessário pelo fato de se poder comparar medidas de diferentes ordens de grandeza no mesmo processo.

Dessa forma, com objetivo de quantizar as diferenças entre os dois sinais presentes no vetor de erro relativo calculado em um período, utiliza-se a norma euclideana de sinais para cada um dos p pontos de medição para definir-se o indicador de discrepâncias no domínio do tempo $IDT_p^1(y)$ como segue:

$$IDT_p^1(y) = \|\vec{e}_R\| = \sqrt{\sum_{n=1}^N |e_R[t_n]|^2} \quad (3.2)$$

3.2.1.2 Erro Absoluto

Nos trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017) as medidas utilizadas nos cálculos dos indicadores consistiram basicamente em: módulo e ângulo de tensão, frequência e potência ativa e reativa. No entanto, neste trabalho optou-se por considerar a utilização do sinal de ROCOF - do inglês, *Rate of Change of Frequency* - que também é fornecido pela PMU e representa a derivada do sinal de frequência.

O propósito de uso do ROCOF é capturar as discrepâncias relacionadas às excursões no sinal de frequência, principalmente os seus aprofundamentos e sua posterior recuperação.

Para este objetivo, se faz necessário a utilização do erro absoluto ao invés do erro relativo devido a presença de valores muito próximos a zero do ROCOF (derivada igual a zero nos pontos de máximo e mínimo).

O procedimento para implementação do indicador de ROCOF se faz de acordo com os seguintes passos:

1. Cálculo do ROCOF para o sinal de frequência simulado e medido no caso de não haver disponível o valor do ROCOF pelos equipamentos de medição conforme equação:

$$ROCOF = \frac{df}{dt} = \frac{(f[n+1] - f[n])}{(t[n+1] - t[n])}, \quad \forall n \in [0, N] \quad (3.3)$$

onde, $f[n]$ é o valor da medida de frequência no instante da amostra n ; e $t[n]$ é o valor do instante de tempo da amostra n .

2. Cálculo do erro absoluto (e_A) entre os sinais de ROCOF simulado e registrado no sistema conforme segue:

$$e_A[t_n] = ROCOF_{Ref}[t_n] - ROCOF_{Sim}[t_n], \quad \forall t_n \in [0, N] \quad (3.4)$$

3. Cálculo do indicador de discrepâncias no domínio do tempo (IDT_p^2) para cada um dos p pontos de medição existente no SMSF, conforme:

$$IDT_p^2(y) = ||\vec{e_A}|| = \sqrt{\sum_{n=1}^N |e_A[t_n]|^2} \quad (3.5)$$

O mesmo procedimento pode ser realizado para outras grandezas elétricas (y) além da frequência, procedendo com o cálculo da derivada do seu sinal (registrado ou simulado) conforme (3.6), e, assim, verificar o desempenho do indicador para outras situações.

$$y' = \frac{dy}{dt} = \frac{(y[n+1] - y[n])}{(t[n+1] - t[n])} \quad (3.6)$$

3.2.1.3 R-Factor: Fator de confiabilidade

O fator de confiabilidade (*R-factor*) pode ser considerado como um tipo de correlação, cujo objetivo é fornecer um índice de similaridade entre dois sinais. É um dos critérios mais aceitados na área de validação de métodos numéricos, sendo desenvolvido primeiramente para comparar as diferenças entre resultados experimentais e teóricos em determinações estruturais de Raio-X (JAUREGUI; SILVA, 2011).

Neste trabalho, avaliou-se o uso do fator de confiabilidade (*R-factor*) de Van Hove, considerado o mais difundido entre os *R-Factors* (JAUREGUI; SILVA, 2011), como um outro indicador a ser utilizado para avaliar as discrepâncias entre os resultados das simulações dinâmicas e registros de SEE.

O *Van Hove R-Factor* faz uso de cinco diferentes equações para comparar a posição e largura dos picos, bem como a forma dos picos e vales presentes nos sinais. As equações utilizadas para o cálculo deste indicador são expostas a seguir (DUFFY et al., 2003):

$$R_1 = \frac{\sum_{i=0}^n |Y1_{(i)} - C \cdot Y2_{(i)}|}{\sum_{i=0}^n |Y1_{(i)}|} \quad (3.7)$$

$$R_2 = \frac{\sum_{i=0}^n (Y1_{(i)} - C \cdot Y2_{(i)})^2}{\sum_{i=0}^n (Y1_{(i)})^2} \quad (3.8)$$

$$C = \frac{\sum_{i=0}^n Y1_{(i)}}{\sum_{i=0}^n Y2_{(i)}} \quad (3.9)$$

Os indicadores R_1 e R_2 (Equações 3.7 e 3.8) definem a similaridade entre posição, altura e largura dos picos e vales entre os sinais $Y1$ e $Y2$. A variável C (Equação 3.9) é utilizada para ajustar a intensidade entre os dois sinais (JAUREGUI; SILVA, 2011).

$$R_3 = \frac{\sum_{i=0}^n |Y1'_{(i)} - C \cdot Y2'_{(i)}|}{\sum_{i=0}^n |Y1'_{(i)}|} \quad (3.10)$$

$$R_4 = \frac{\sum_{i=0}^n (Y1'_{(i)} - C \cdot Y2'_{(i)})^2}{\sum_{i=0}^n (Y1'_{(i)})^2} \quad (3.11)$$

Já os indicadores R_3 e R_4 (Equações 3.10 e 3.11) utilizam a primeira derivada dos sinais $Y1$ e $Y2$ para realizar uma comparação entre os seus gradientes, de forma a capturar informações a respeito da

curvatura dos sinais.

$$R_5 = \frac{N^{\circ} slopes^{+}(Y1)}{N^{\circ} slopes^{-}(Y1)} - \frac{N^{\circ} slopes^{+}(Y2)}{N^{\circ} slopes^{-}(Y2)} \quad (3.12)$$

Na Equação 3.12, $N^{\circ} slopes^{+}$ e $N^{\circ} slopes^{-}$ se refere, respectivamente, ao número de inclinações crescentes e decrescentes para cada um dos sinais considerados. Desta forma o indicador R_5 tem como objetivo comparar o número de inclinações positivas e negativas ente os dois sinais.

Por fim calcula-se R_T , por meio da Equação 3.13, usando a magnitude dos erros associados aos indicadores R_1 , R_2 , R_3 , R_4 e R_5 . Nesse sentido, quanto mais próximo de zero for o valor de R_T , maior é a similaridade entre os dois sinais.

$$R_T = \sqrt{R_1^2 + R_2^2 + R_3^2 + R_4^2 + R_5^2} \quad (3.13)$$

Desta forma, o Fator de Confiabilidade (*R-factor*) de Van Hove fornece um bom indicador para mensurar as discrepâncias entre os sinais simulados e registrados ao levar em consideração os erros relacionados à posição e amplitude do sinal, bem como as características de sua curvatura.

Para utilização do *R-factor* de Van Hove, neste trabalho, optou-se por não utilizar o indicador R_5 , devido à dificuldades encontradas em formular seu cálculo de maneira adequada a contribuir de forma relevante no processo de identificação de discrepâncias. Desta forma definiu-se o indicador $IDT_{(R-Factor)}^3$ como uma versão alternativa do *R-factor* de Van Hove, conforme expressão:

$$IDT_{(R-Factor)}^3 = \sqrt{R_1^2 + R_2^2 + R_3^2 + R_4^2} \quad (3.14)$$

Tendo em vista o fato que os indicadores R_1 , R_2 , R_3 e R_4 podem assumir valores de diferentes ordem de grandeza, uma melhor opção para se avaliar o indicador de discrepâncias total, R_T , é através da média geométrica. Por isso, considerou-se o uso deste recurso matemático para formular o indicador IDT^4 (Equação 3.15) buscando avaliar sua performance comparando-o com os demais indicadores.

$$IDT^4 = \sqrt[4]{R_1^2 \cdot R_2^2 \cdot R_3^2 \cdot R_4^2} \quad (3.15)$$

3.2.2 Indicadores para o Domínio da Frequência

A análise no domínio da frequência visa avaliar a concordância entre os modelos de simulação e os registros do sistema no que se refere ao espectro de frequência de seus sinais. Para este objetivo é aplicado a DFT (do inglês, *Discrete Fourier Transform*) em ambos os sinais.

A DFT é um procedimento matemático para se determinar o conteúdo harmônico, ou do espectro de frequências, de um sinal discreto (LYONS, 2011). A formulação matemática para o cálculo da DFT de um sinal discreto $y[n]$ é apresentada na forma exponencial em (3.16) e na forma retangular em (3.17), como segue:

$$Y(m) = \sum_{n=0}^{N-1} y[n] \cdot e^{-j(2\pi \cdot n \cdot m)/N} \quad (3.16)$$

$$Y(m) = \sum_{n=0}^{N-1} y[n] * \left[\cos\left(\frac{2\pi \cdot n \cdot m}{N}\right) - j \cdot \sin\left(\frac{2\pi \cdot n \cdot m}{N}\right) \right] \quad (3.17)$$

onde, $Y(m)$ corresponde ao espectro do sinal $y[n]$ para a m -ésima componente de frequência calculado; m ao índice da saída DFT no domínio da frequência; $y[n]$ ao vetor sequência das amostras de entrada; n ao índice no domínio do tempo das amostras de entrada; e N ao número total de amostras da sequência de entrada.

Observa-se que $Y(m)$, na Equação (3.17), é um número complexo caso a sequência $y[n]$ seja composta por números reais, o que de fato se faz sempre verdade nas medidas provenientes do SMSF, uma vez que são usados as medidas de módulo e ângulo de tensão de forma separada, não fazendo uso da forma complexa.

Para a quantização das discrepâncias entre a resposta do modelo e dos registros de simulação no domínio da frequência é utilizado o TVE (sigla do inglês para *Total Vector Error*), tal como abordado em (da SILVA, 2014).

O conceito de TVE é utilizado na avaliação do erro de estimação de fasores, conforme especificado no padrão IEEE C37.118-2014 (IEEE, 2014) e consiste na comparação da diferença vetorial entre dois fasores, expresso na forma percentual. Tal conceito também pode ser aplicado para o cálculo da diferença entre dois números complexos, como aqueles gerados pela aplicação da DFT, tendo em vista que um fasor também é representado por um número complexo.

A expressão matemática para cálculo do TVE é dada por:

$$TVE[n] = \sqrt{\frac{(Y_{Real}^{sim}[n] - Y_{Real}^{ref}[n])^2 + (Y_{Im}^{sim}[n] - Y_{Im}^{ref}[n])^2}{(Y_{Real}^{ref}[n])^2 + (Y_{Im}^{ref}[n])^2}} \quad (3.18)$$

onde, $Y_{Real}^{sim}[n]$ e $Y_{Im}^{sim}[n]$ são, respectivamente, as sequências correspondentes aos valores reais e imaginários referentes a DFT do sinal simulado; e $Y_{Real}^{ref}[n]$ e $Y_{Im}^{ref}[n]$ as sequências correspondentes aos valores reais e imaginários referentes a DFT do sinal de referência, respectivamente, neste caso as medidas registradas do sistema.

Conforme destacado por (da SILVA, 2014) o cálculo da DFT deve ser aplicado aos sinais, simulado e medido, nas mesmas condições, ou seja, deve-se garantir que ambos os sinais possuam o mesmo número de amostras e aplicar a mesma janela de tempo para garantir a coerência na comparação das discrepâncias entre os sinais.

Para garantir tal condição, ambos os sinais, simulado e medido, são interpolados e novamente amostrados em uma taxa de amostragem fixa.

Após a formalização do processo de estimação de erro, entre os sinais provenientes da aplicação da DFT, é determinado o indicador de discrepância no domínio da frequência ($IDF(Y)$), aplicando a norma euclidiana de sinais sobre o vetor TVE, conforme expressão:

$$IDF_p(y) = ||T\vec{V}E_p|| = \sqrt{\sum_{k=1}^N |TVE_p[k]|^2} \quad (3.19)$$

onde, $IDF_p(Y)$ refere-se ao indicador de discrepância no domínio da Frequência para o espectro de frequências calculado a partir da DFT sob o sinal da medida y do ponto de medição p .

Outro ponto levantado por (da SILVA, 2014), refere-se ao número de amostras utilizadas para o cálculo de $IDF_p(Y)$, sugere-se a utilização de janelas considerando os coeficientes da DFT até a frequência de 5Hz como suficientes para a representação do indicador.

3.2.3 Indicadores para a Análise Modal

A análise modal, por sua vez, tem como objetivo avaliar os modos de oscilações eletromecânicas observados nos SEE nos instantes seguintes da ocorrência de uma perturbação. Estes modos de oscilações carregam informações a respeito da interação dinâmica entre as unidades geradoras do sistema, podendo ser classificadas, principalmente, em (PAL; CHAUDHURI, 2005):

Modo Intraplanta: modo associado com a oscilação entre unidades geradoras de uma mesma usina, sem afetar o restante do sistema. As frequências típicas destas oscilações estão entre 2 e 3 Hz.

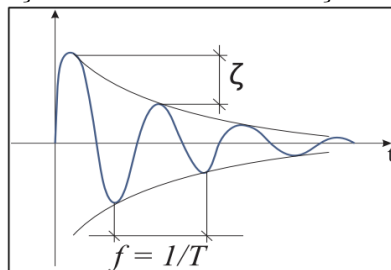
Modo Local: associado a oscilação de um gerador contra o restante do sistema, ou contra usinas da mesma área. As frequências típicas estão entre 1 e 2 Hz.

Modo Interárea: associado com a oscilação entre dois grupos de geradores de diferentes áreas. As frequências típicas destas oscilações são inferiores a 1 Hz.

Modo de Controle: oscilações associadas a controladores de geradores mal sintonizados, reguladores, conversores HVDC e controles SVC.

Entre as principais características presentes nos modos de oscilação se destacam a frequência de oscilação (f) e a taxa de amortecimento (ζ). Estas duas características são ilustradas no sinal apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Exemplificação das medidas da taxa de amortecimento e frequência de oscilação de um modo de oscilação.



Fonte: (da SILVA, 2014)

Para extrair tais informações do modo de oscilação, neste trabalho utilizou-se o método de Prony, o qual é geralmente utilizado para reconstrução de sinais em casos de grandes perturbações (ZIMMER et al., 2014). Desse modo, a estimação das características dos modos de oscilação se dá através da reconstrução dos sinais no domínio do tempo formado por um somatório de senóides amortecidas.

A partir do cálculo da frequência de oscilação e da taxa de amortecimento para os modos de oscilações eletromecânicas dos sinais resultantes da simulação dinâmica e dos registros do sistema, são calculados os indicadores de discrepância para o valor de frequência de oscilação e para o valor da taxa de amortecimento, conforme as expressões (3.20) e (3.21), respectivamente:

$$\Delta f = \frac{f^{sim} - f^{ref}}{f^{ref}} \quad (3.20)$$

$$\Delta \zeta = \frac{\zeta^{sim} - \zeta^{ref}}{\zeta^{ref}} \quad (3.21)$$

onde, ζ^{sim} refere-se à taxa de amortecimento para o caso simulado; ζ^{ref} à taxa de amortecimento para o registro do sistema; f^{sim} à frequência de oscilação para o caso simulado; f^{ref} à frequência de oscilação para o registro do sistema.

3.3 ESTRATÉGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE FONTES DE DISCREPÂNCIAS

Considerando a observabilidade de um SMSF com N PMU instaladas em diferentes pontos do sistema elétrico conforme Figura 7, é possível se determinar os indicadores IDT_p^1 , IDT_p^2 , IDT_p^3 , IDT_p^4 e IDF_p , para cada um dos p pontos de medição, e assim, determinar a qualidade dos modelos de uma forma global.

Partindo da premissa adotada de que algum eventual erro nos parâmetros de algum modelo em um determinado ponto do sistema, p^* , irá provocar uma maior discrepância nos pontos do sistema mais próximos eletricamente a este ponto p^* , pode-se considerar então que: a identificação da região em que se encontra o modelo impreciso será aquela próxima aos pontos de medição que apresentarem os maiores valores dos indicadores de discrepância $IDT_p^1, IDT_p^2, IDT_p^3$, IDT_p^4 e IDF_p .

Com este objetivo é construído um vetor englobando os p pontos

de monitoramento, para cada um dos indicadores supracitados, sendo este vetor normalizado pelo valor máximo registrado nos respectivos indicadores. Desta forma é formada uma hierarquia entre os indicadores para cada um dos p pontos de monitoramento, facilitando assim a localização da região com um eventual modelo impreciso.

A formulação matemática deste vetor, para o caso particular do indicador IDT^1 , é dada por:

$$HIDT^1(y) = \frac{1}{IDT_{max}^1} \begin{bmatrix} IDT_1^1 \\ \vdots \\ IDT_N^1 \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

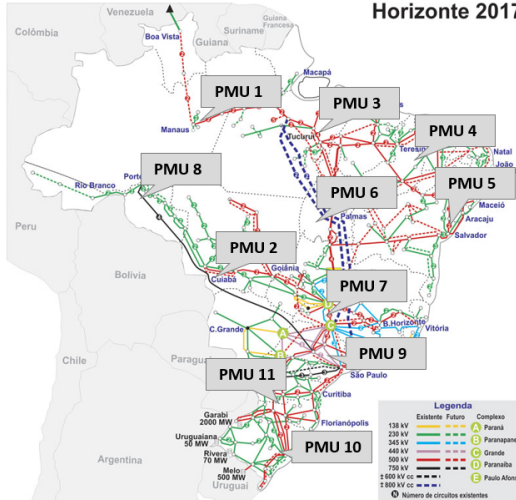
onde, y representa a grandeza elétrica sobre a qual o indicador IDT^1 foi calculado e IDT_{max} representa o maior valor de $IDT_p^1(y)$ entre os p pontos de monitoramento e determinado pela expressão:

$$IDT_{max}^1 = \max_{(p=1,\dots,N)} IDT_p^1(y) \quad (3.23)$$

De forma análoga, o mesmo procedimento é aplicado para os demais indicadores.

A Figura 8 apresenta uma exemplificação desta estratégia, que

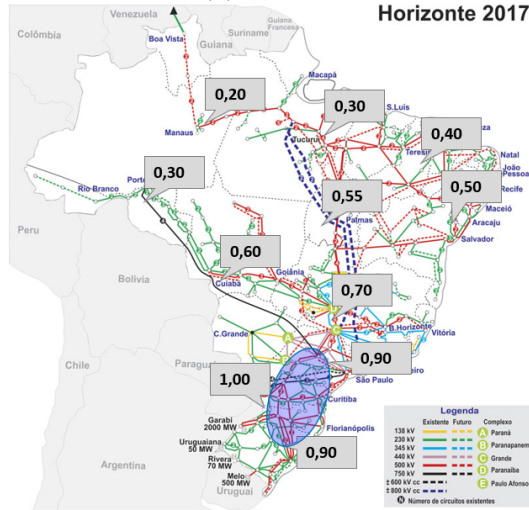
Figura 7 – Exemplo de um SEE monitorado por um conjunto de PMU.



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de (da SILVA, 2014).

também foi abordada nos trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017), com aplicação do índice $HIDT^1(y)$ para localização de uma região com modelo impreciso.

Figura 8 – Exemplo da identificação de regiões com erro no modelo através do indicador $HIDT^1(y)$.



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de (da SILVA, 2014).

Destaca-se que quanto maior for a observabilidade do sistema SMSF utilizado, isto é, quanto maior for o número de pontos de monitoramento do sistema, melhor será a efetividade dos indicadores na localização de discrepâncias nos modelos de simulação utilizados.

Em grandes SEE com a presença de mais de um subsistema elétrico pode ser de interesse mensurar, por exemplo, qual subsistema apresentou maiores discrepâncias. Para tal finalidade define-se os indicadores auxiliares: $MID_{sub}(y)$ e $IDS_{sub}(y)$.

- i) $MID_{sub}(y)$ corresponde à média aritmética dos valores dos indicadores $IDS(y)$ (IDT_p^1 , IDT_p^2 e IDF_p) dos p pontos de medição considerados dentro de um determinado subsistema, conforme segue:

$$MID_{sub}(y) = \frac{\sum_{n=1}^{N_p} ID_n(y)}{N_p} \quad (3.24)$$

onde, N_p refere-se ao número total de pontos de medição considerados.

- ii) Após cálculo de $MID_{sub}(y)$, calcula-se o indicador $IDS_{sub}(y)$ que corresponde a participação das discrepâncias de cada subsistema em relação ao somatório do $MID_{sub}(y)$ de todos subsistemas, formando um indicador de discrepâncias de subsistemas, conforme segue:

$$IDS_{sub}(y) = 100 * \frac{MID_{sub}(y)}{\sum_{sub=1}^{N_{sub}} MID_{sub}(y)} \quad (3.25)$$

onde, N_{sub} refere-se ao número total de subsistemas considerado no SEE em análise.

3.4 CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS

Neste capítulo foram apresentados os detalhes da metodologia proposta para abordar a avaliação da qualidade dos modelos de simulação, de forma sistêmica, frente aos registros reais de um sistema elétrico, bem como foi apresentado uma estratégia para localização de eventuais discrepâncias na representatividade nos modelos utilizados.

A metodologia considerada faz o uso de indicadores numéricos para quantização das discrepâncias entre o resultado das simulações e os registros do sistema, sendo separados em três análises: domínio do tempo, domínio da frequência e modos de oscilações eletromecânicas, seguindo como referência os trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017).

Na primeira análise, referente ao domínio do tempo, foram propostos também três novos indicadores (IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4). O primeiro faz uso exclusivamente da informação da derivada dos sinais das medidas extraídas das simulações e dos registros do sistema, especialmente referente ao sinal de frequência (ROCOF). Os outros dois, $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 , fazem uso das equações do fator de confiabilidade (R-Factor) de Van Hove, que tem como objetivo estimar a similaridade entre dois sinais.

Estes novos indicadores propostos visam aprimorar os resultados obtidos com o indicador sugerido por (da SILVA, 2014) no domínio do tempo, de forma a complementar as análises de identificação de discrepâncias na representatividade nos modelos de simulação dinâmica, especialmente quando considerado o uso do sinal de frequência.

4 ESTUDO DE CASO SINTÉTICO

Neste capítulo apresentam-se os resultados de um estudo de caso sintético com a realização de simulações controladas no sistema teste de pequeno porte de Kundur para averiguar a aplicabilidade dos indicadores e da metodologia proposta para que, posteriormente, seja aplicada em um estudo de caso real.

A metodologia e os indicadores são validados a partir de simulações com os parâmetros originais e modificados dos modelos das máquinas síncronas do sistema. O objetivo deste estudo é averiguar e comparar a efetividade dos indicadores em mensurar as discrepâncias entre os resultados das simulações e identificar o local cujo modelo foi alterado, especialmente em relação aos novos indicadores propostos IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 .

As simulações foram realizadas no ORGANON, o processamento dos dados e efetivo cálculo dos indicadores, por sua vez, se deu através de uma interface implementada no *software* Matlab.

A seguir são apresentadas as características do sistema acadêmico de Kundur, os detalhes da metodologia de teste empregada e os resultados da aplicação dos indicadores.

4.1 O SISTEMA KUNDUR

O sistema teste de Kundur, representado na Figura 9, é um sistema acadêmico de seis barras proposto e apresentado em (KUNDUR, 1994).

Este sistema consiste em um sistema multimáquina com duas áreas e quatro unidades geradoras, sendo que em cada uma delas são utilizados três controladores: estabilizador de sistema de potência (PSS); regulador de velocidade (GOV); e regulador de tensão (AVR).

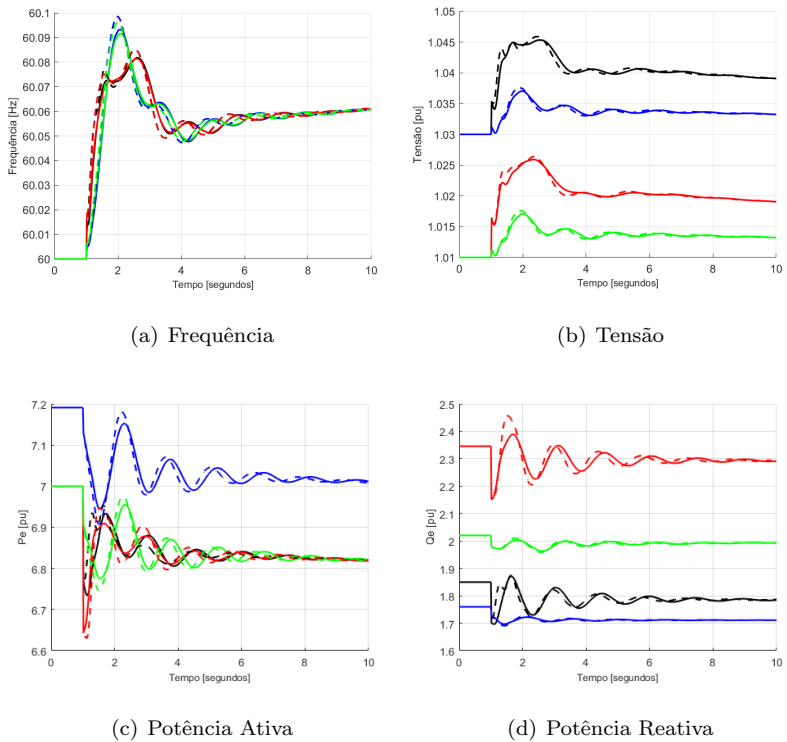
O sistema também é composto por duas barras de carga, 7 e 8, com um montante de carga de 967 MW e 100 Mvar para a barra 7, e de 1767 MW e 100 Mvar para a barra 8.

4.3 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Os resultados do comportamento dinâmico das grandezas consideradas frente a simulação do evento de perda de carga no sistema Kundur, e o posterior resultado dos indicadores são apresentados a seguir.

Na Figura 10, é apresentado, respectivamente o comportamento do sinal de frequência (a), de tensão (b) e a injeção de potência ativa (c) e reativa (d) nas quatro barras de geração do sistema, sendo os sinais de referência representados pela linha contínua e os sinais da Simulação I, com parâmetro adulterado, representados pela linha tracejada.

Figura 10 – Resultado da Simulação no Sistema de Kundur



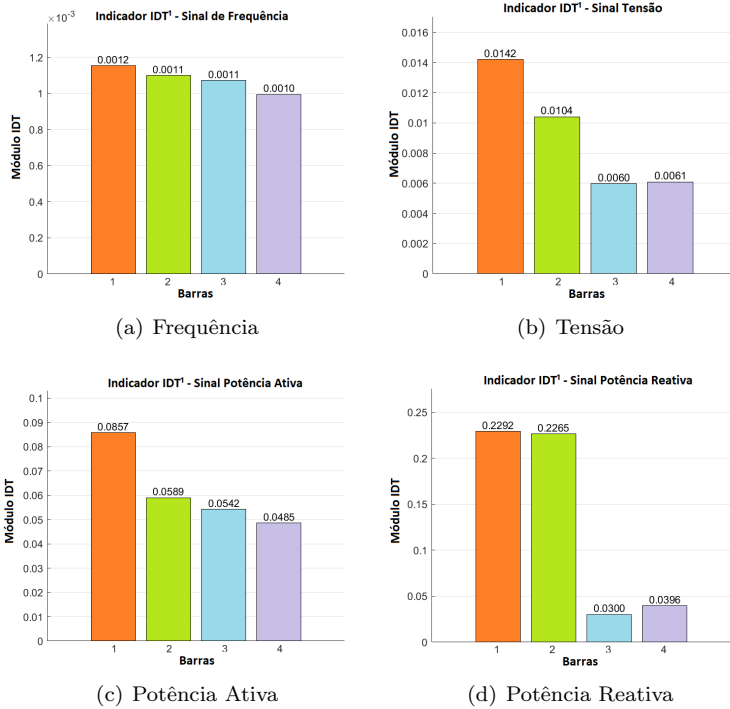
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Pela inspeção visual das curvas, nota-se que não é sempre que se consegue distinguir as barras que apresentaram as maiores discrepâncias entre as duas simulações. Tal fato reforça a necessidade do uso de indicadores para auxiliar no processo de identificação de discrepâncias na representatividade dos modelos, bem como, mensurar a qualidade dos modelos utilizados. Deste modo, prossegue-se com o cálculo dos indicadores IDT^1 , IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 .

4.3.1 Indicador IDT^1

Na Figura 11 são apresentados os resultados do cálculo do indicador IDT^1 para cada uma das medidas consideradas.

Figura 11 – Resultado da aplicação do indicador IDT^1 .



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

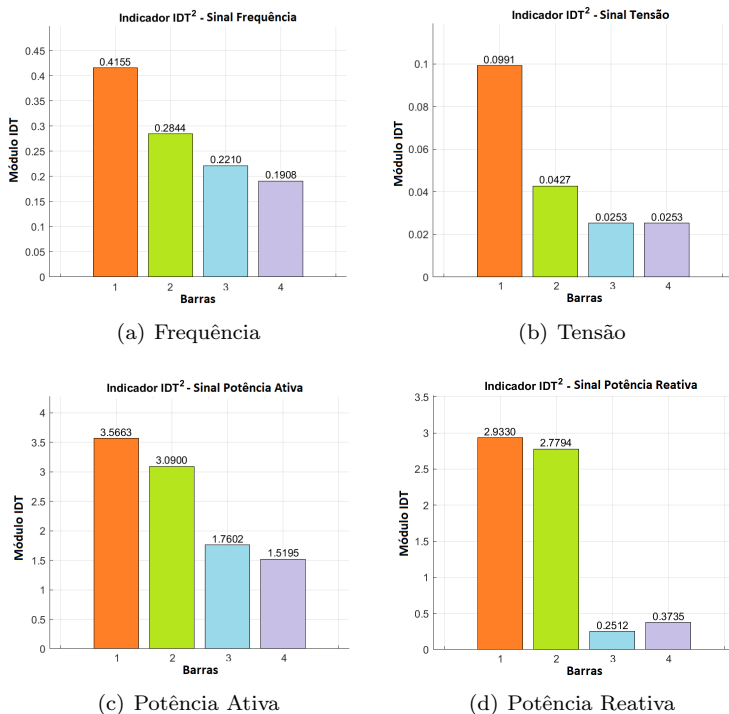
Observa-se que o indicador IDT^1 foi capaz de detectar com pre-

cisão a origem das maiores discrepâncias causadas pela modificação do parâmetro H (constante de inércia) da máquina síncrona 1. No entanto destaca-se a baixa diferenciação das discrepâncias entre as barras do sistema, especialmente para os sinais de frequência e potência reativa.

4.3.2 Indicador IDT^2

Na Figura 12 são apresentados os resultados do cálculo do indicador IDT^2 , o qual faz uso da derivada dos sinais, para cada uma das grandezas consideradas na simulação.

Figura 12 – Resultado da aplicação do indicador IDT^2 .



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

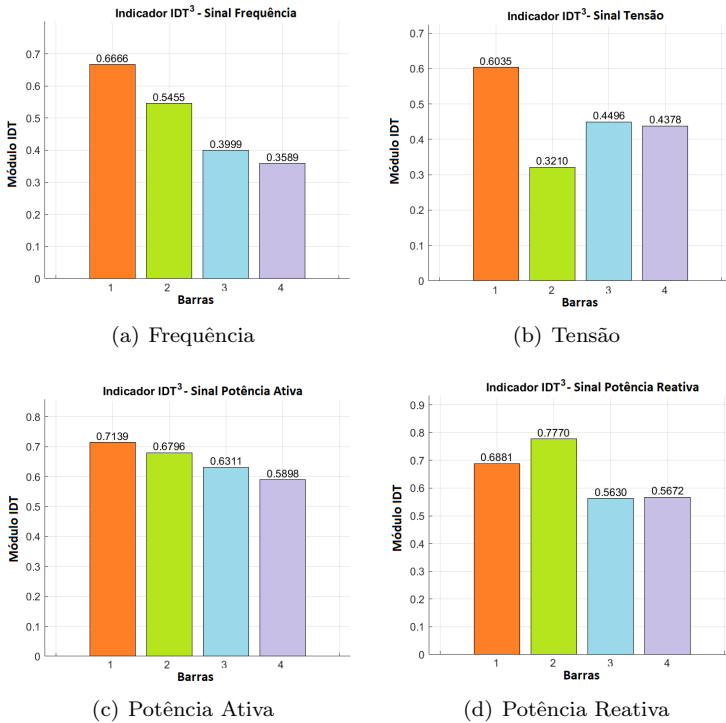
Observa-se que o indicador IDT^2 também foi capaz de detectar com precisão a origem das maiores discrepâncias causadas pela modificação do parâmetro H (constante de inércia) da máquina síncrona

1. Destaca-se, no entanto, que, em geral, o indicador IDT^2 conseguiu capturar melhor as discrepâncias, provendo uma melhor distinção na detecção do modelo impreciso entre as 4 barras do sistema, especialmente no que se refere ao sinal de frequência. O mesmo foi observado para o sinal de potência reativa, embora em menor grau.

4.3.3 Indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$

Na Figura 13 são apresentados os resultados do cálculo do indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$, o qual faz uso do Fator de Confiabilidade ($R - Factor$) de Van Hove, para cada uma das grandezas consideradas.

Figura 13 – Resultado da aplicação do indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Observa-se que o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$ também foi capaz de

detectar com precisão a origem das maiores discrepâncias causadas pela modificação do parâmetro H (constante de inércia) da máquina síncrona 1. Destaca-se, no entanto, a imprecisão na estimativa do indicador quando utilizado o sinal da potência reativa, que apresentou maior discrepância para a barra 2 do sistema.

Ademais, o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$ foi capaz de também capturar melhor as discrepâncias para o sinal de frequência, provendo uma melhor distinção na detecção do modelo impreciso entre as 4 barras do sistema em relação ao indicador IDT^1 .

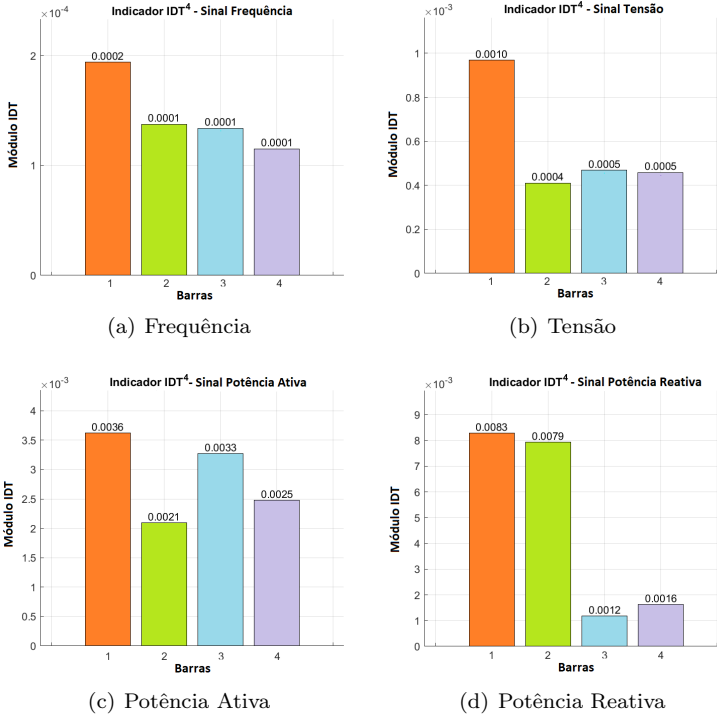
4.3.4 Indicador IDT^4

Na Figura 14 são apresentados os resultados do cálculo do indicador IDT^4 , o qual faz uso dos indicadores propostos para o cálculo do Fator de Confiabilidade ($R - Factor$) de Van Hove porém utiliza a média geométrica para o cálculo final do indicador, para cada uma das grandezas consideradas na simulação.

Observa-se que para o caso exemplo o indicador IDT^4 também foi capaz de detectar com precisão a origem das maiores discrepâncias causadas pela modificação do parâmetro H (constante de inércia) da máquina síncrona 1. Destaca-se, a melhor precisão na estimativa do indicador durante o cálculo da potência reativa em relação ao indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$, tal fato se deve ao uso da média geométrica que consegue estimar um índice comum entre números de diferentes ordens de grandeza, tal como pode ocorrer no cálculo dos indicadores R_1 , R_2 , R_3 e R_4 utilizados para computar $IDT^3_{(R-Factor)}$, conforme exposto no item 3.2.1.3 deste trabalho.

Ademais, o indicador IDT^4 foi capaz de capturar relativamente melhor as discrepâncias em relação ao indicador IDT^1 , provendo uma melhor distinção na detecção do modelo impreciso entre as 4 barras do sistema, especialmente para o sinal de frequência. No entanto, ressalvas devem ser feitas quando considerada a hierarquia das discrepâncias para o sinal de potência ativa, onde o indicador IDT^4 indicou a barra 3 como sendo a segunda barra com maior índice de diferença entre as duas simulações, contrariando o resultado dos outros indicadores.

Figura 14 – Resultado da aplicação do indicador IDT^4 .



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

4.3.5 Avaliação dos Indicadores

Ao se avaliar o resultado dos três novos indicadores propostos em relação a IDT^1 , observa-se resultados semelhantes no que se refere a detecção do local de origem no qual o modelo foi alterado artificialmente (barra 1), sendo que todos eles foram capazes de detectar com precisão a localização do modelo impreciso. Ressalvas são feitas ao indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$ que ao contrário dos demais indicadores, avaliou incorretamente o local do modelo impreciso quando se considerou o sinal de potência reativa, todavia, tal circunstância não invalida seu uso para os demais sinais de frequência, tensão e potência ativa.

Neste sentido é interessante observar que o indicador IDT^4 , o qual faz uso das mesmas equações do Fator de Confiabilidade (R -

Factor) de Van Hove utilizadas em $IDT^3_{(R-Factor)}$, porém com uso da média geométrica, não sofreu com este problema na detecção do local do modelo impreciso com a sinal de potência reativa.

Destaca-se também uma melhor distinção na magnitude dos novos indicadores, em relação à IDT^1 , ao estimar as discrepâncias nos sinais simulados entre a barra em que o modelo foi alterado e as demais barras vizinhas, principalmente para a sinal de frequência, ou seja, os novos indicadores foram capazes de melhor distinguir o local em que se encontrava o modelo impreciso.

Portanto, os resultados apresentados pelos novos indicadores propostos IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 comprovam sua aplicabilidade em avaliar as discrepâncias dos modelos de simulação e identificar os pontos candidatos a terem os parâmetros de seus modelos revisados.

4.4 ESTUDO COMPLEMENTAR

Ressalta-se também a importância de avaliar os resultados práticos das alterações realizadas nos parâmetros dos modelos no teste sintético. Por exemplo, a alteração do parâmetro de constante de inércia (H) do modelo dá máquina síncrona 1, referente a simulação anterior, apresenta maior influência sobre o sinal de potência ativa e frequência. Desta forma é de se esperar que os indicadores possam apresentar resultados diferentes a depender da alteração do parâmetro e da grandeza utilizada na avaliação do indicador.

Neste sentido, este estudo complementar tem como objetivo analisar a influência da alteração nos diferentes controladores presentes no modelo de Kundur, no cálculo dos indicadores e avaliar o uso das diferentes grandezas para o cálculo dos mesmos.

Para realização deste estudo foi considerado, novamente, a simulação de uma perturbação de perda de carga de 10% sobre a área 1 (carga L7, conforme Figura 9). A perturbação foi aplicada também aos 2 segundos de simulação e foram construídos os seguintes casos de simulação:

- *Caso Referência*: simulação do evento com o valor nominal dos parâmetros do sistema.
- *Caso de Simulado I*: simulação do evento com a redução do ganho K_a do controlador de tensão (AVR) da máquina síncrona (MS) 1 em 50% do valor do caso referência.
- *Caso de Simulado II*: simulação do evento com a redução do

estatismo (R) do controlador de velocidade (GOV) da máquina síncrona (MS) 1 em 50% do valor do caso referência.

- *Caso de Simulado III*: simulação do evento com a redução da constante de inércia (H) da máquina síncrona (MS) 1 em 50% do valor do caso referência.
- *Caso de Simulado IV*: simulação do evento com a redução do ganho K_1 do sistema estabilizador de potência (PSS) da máquina síncrona (MS) 1 em 50% do valor do caso referência.

Os controladores utilizados no sistema de Kundur, os seus parâmetros originais e o diagrama de bloco de cada um deles é apresentado no Anexo A.

Nesta avaliação dos indicadores optou-se por escolher IDT^3 , tendo em vista que o mesmo apresenta uma formulação mais robusta agregando características do indicador IDT^1 analisando as discrepâncias ponto a ponto por amostra e do IDT^2 fazendo uso da informação da derivada do sinal.

Na Figura 15 apresenta-se o resultado da aplicação do indicador IDT^1 para um dos casos simulados, considerando o sinal de tensão (a), frequência (b), potência ativa (c) e potência reativa (d). Para efeito de comparação apresenta-se também o resultado da aplicação do indicador IDT^3 na Figura 16.

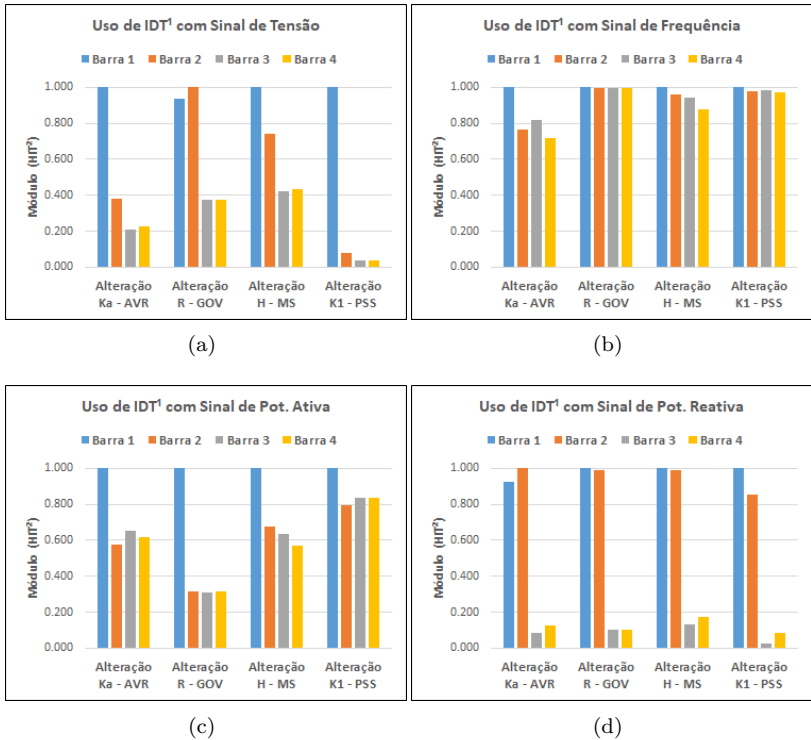
Analisando os resultados do indicador IDT^1 expostos na Figura 15, observa-se que o mesmo foi capaz de estimar com precisão a localização do modelo impreciso para todos os casos simulados apenas quando considerado os sinais de frequência e potência ativa, embora apresentou melhores resultados que IDT^3 quando considerado o sinal de potência reativa, errando apenas para o caso em que o parâmetro K_a do controlador de tensão (AVR) foi alterado.

Além disso, observa-se que para o sinal de frequência, o indicador IDT^1 apresentou pouca diferenciação na hierarquia de detecção quando comparado à IDT^3 .

Em relação ao indicador IDT^3 , pode-se observar pelo meio da Figura 16, que o mesmo foi capaz de estimar com precisão a localização do modelo impreciso para todos os casos simulados quando considerado os sinais de tensão, frequência e potência ativa.

Quando considerado o sinal de potência reativa o indicador IDT^3 não foi capaz de indicar o local correto do modelo adulterado para nenhum dos casos considerados. Muito embora estimou a barra 2, que se localiza na mesma área da barra 1, como local da maior discrepância e a barra 1 logo na sequência como o segundo local com maior discrepância.

Figura 15 – Avaliação do Indicador IDT^1 para as alterações nos diferentes controladores da máquina síncrona conectada na barra 1.



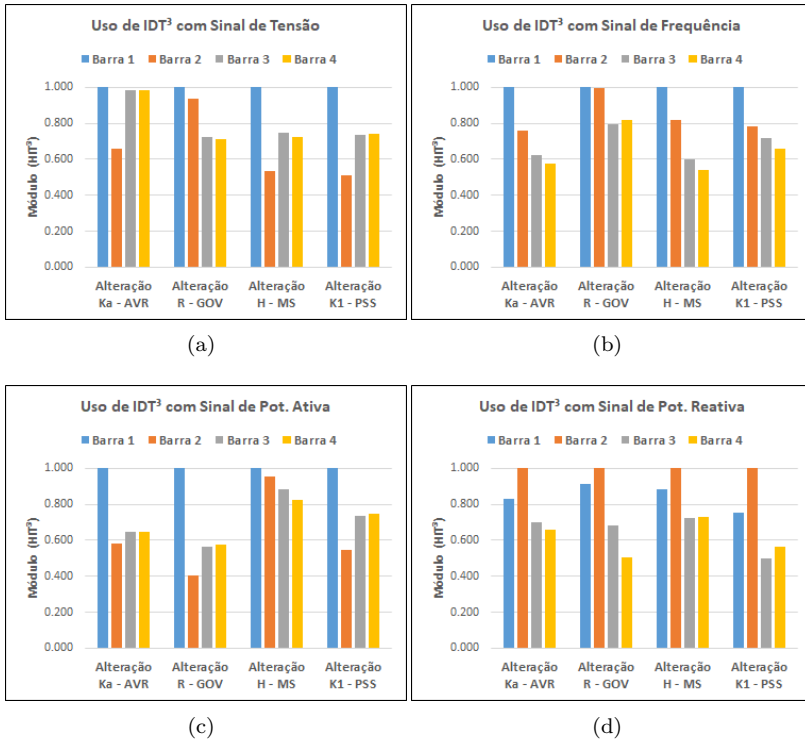
Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Ao analisar a hierarquia de detecção do indicador IDT^3 , isto é, a sequência dos locais com as maiores discrepâncias detectadas, observa-se que para todos os casos simulados o sinal de frequência foi o que melhor representou o efeito da alteração dos modelos da máquina síncrona conectada a barra 1 conforme a premissa considerada no Capítulo 3.1:

O erro em um determinado modelo em um determinado ponto do sistema provoca discrepâncias com diferentes magnitudes em cada ponto de medição, sendo estas magnitudes associadas à distância elétrica do ponto do sistema cujo modelo está impreciso.

Neste sentido destaca-se que para as demais grandezas consideradas, tensão e potência ativa, IDT^3 consegue estimar com precisão o

Figura 16 – Avaliação do Indicador IDT^3 para as alterações nos diferentes controladores da máquina síncrona conectada na barra 1.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

local da maior discrepância, porém apresenta diferentes resultados na hierarquia de detecção quando considerado as diferentes alterações nos modelos da máquina síncrona.

4.5 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentou-se o resultado do emprego da metodologia e dos indicadores propostos no processo de mensuração das discrepâncias e identificação do local com o modelo alterado com ênfase na comparação entre os novos indicadores propostos IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 em relação a IDT^1 .

Verificou-se que os novos indicadores apresentaram resultados semelhantes no que se refere a detecção do local de origem no qual o modelo foi alterado artificialmente (barra 1), sendo que todos eles foram capazes de detectar com precisão a localização do modelo impreciso, especialmente quando considerados os sinais de tensão, frequência, e potência ativa.

Destaca-se também uma melhor distinção na magnitude dos novos indicadores, em relação à IDT^1 , ao estimar as discrepâncias nos sinais simulados entre a barra em que o modelo foi alterado e as demais barras vizinhas, principalmente para o sinal de frequência, ou seja, os novos indicadores foram capazes de melhor distinguir o local em que se encontrava o modelo impreciso.

Na sequência realizou-se um estudo complementar com objetivo de avaliar a influência na alteração dos diferentes controladores presentes no modelo de Kundur no cálculo dos indicadores $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^1 avaliando o uso das diferentes grandezas para o cálculo dos mesmos. Constatou-se que o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$ em conjunto com o sinal de frequência apresentaram os melhores resultados na hierarquia de detecção das discrepâncias em acordo com a premissa adotada neste trabalho.

Feito tais considerações, se julga válido a utilização dos novos indicadores propostos, em um estudo de caso real com a simulação de uma perturbação real registrada e com uso de registros reais de PMU para cálculo dos indicadores.

5 ESTUDO DE CASO DO SIN: AMBIENTE DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

Neste capítulo apresenta-se um estudo de caso empregando a metodologia e os indicadores propostos para avaliar a representatividade dos modelos de simulação dinâmica do Sistema Interligado Nacional (SIN) frente a uma grande perturbação registrada em agosto de 2018. Para este objetivo, foram utilizados os casos do planejamento mensal da operação do mês de agosto como ponto de operação inicial para a simulação.

Primeiramente, apresentam-se as características do SIN e o sistema de medição sincronizada de fasores do Projeto MedFasee, o qual é utilizado para capturar o registro da dinâmica do SIN no momento das perturbações.

Na sequência, descreve-se a perturbação considerada no estudo e os procedimentos adotados para simulação da mesma, levando em consideração o caso de fluxo de potência do planejamento mensal da operação como ponto de operação do sistema pré-perturbação e a sequência de eventos definida.

Em seguida, apresentam-se os resultados obtidos por meio da simulação, comparando-os graficamente aos registros do SMSF do projeto MedFasee. Por fim, aborda-se os resultados dos indicadores considerando a análise no domínio do tempo, no domínio frequência e análise modal.

5.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN

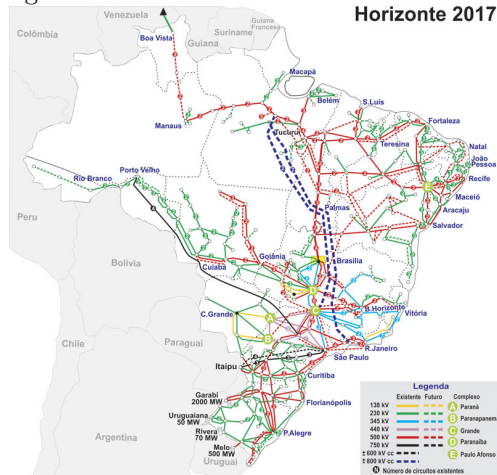
O Sistema Interligado Nacional (SIN), abrange todos os estados brasileiros com exceção de Roraima. O sistema se caracteriza pela predominância de geração hidrotérmica, com um total de 7.157 empreendimentos de geração em operação, somando 161.570 MW de capacidade instalada, sendo 64,5% de origem hídrica, segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (ANEEL, 2018).

A extensão das linhas de transmissão que compõe o sistema da rede básica, interconectando todos os estados e subsistemas inclusos no SIN, atingem cerca de 141.388 km, considerando as linhas da rede básica com tensão maior ou igual a 230 kV, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2019).

Na Figura 17 é apresentado a configuração atual do SIN consi-

derando o horizonte de obras de 2017.

Figura 17 – Diagrama Elétrico da Rede Básica do SIN - Horizonte 2017.



Fonte: ONS (2019).

O SIN, do ponto de vista elétrico, pode ser separado em cinco subsistemas, sendo eles (GAVIOLI, 2013):

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): formado pelas as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, com a exceção do estado do Mato Grosso do Sul.

Subsistema Sul (S): formado pela a região Sul do país mais o estado do Mato Grosso do Sul.

Subsistema Nordeste (NE): formado pela região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão.

Subsistema Norte (N): formado pelos estados do Amazonas, Pará, Tocantins e Maranhão.

Subsistema Acre/Rondônia: formado pelos estados do Acre e Rondônia.

Esses subsistemas operam interligados entre si, proporcionando a integração entre as diferentes regiões do país, permitindo o aproveitamento ótimo dos recursos energéticos existentes em cada uma delas, desfrutando com isso da complementaridade dos regimes hidrológicos entre as bacias do país. Além disso, a operação interligada das regiões

prove maior robustez para o sistema frente a perturbações no sistema (GAVIOLI, 2013).

Tais características de extensão territorial ocupada, potência instalada e operação interligada entre diversos subsistemas, tornam o SIN um sistema elétrico de grande porte único no mundo.

5.2 O PROJETO MEDFASEE BT

O Projeto MedFasee, iniciado em 2003, é um projeto de pesquisa pioneiro na implementação de um SMSF em território nacional, tendo como objetivo buscar o desenvolvimento, a difusão e o uso acadêmico da tecnologia de medição sincronizada de fasores.

O projeto MedFasee é fruto inicial da parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a empresa Reason Tecnologia S. A, contando com o apoio da FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos) e sendo gerido pelo LabPlan/UFSC (Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia).

Atualmente, o projeto MedFasee BT conta com 25 PMU instaladas na rede de baixa tensão de universidades parceiras, cobrindo as cinco regiões geográficas do Brasil. Com taxa de envio de 60 frames/s, as informações das 25 PMU são disponibilizadas tanto para consultas ao histórico dos dados bem como para aplicações em tempo real, permitindo a visualização da dinâmica do SIN.

O armazenamento das informações se faz em dois ambientes: um PDC localizado no Laplan/UFSC, em Florianópolis-SC, e outro banco de dados em nuvem na AWS (*Amazon Web Services*). Tal infraestrutura garante redundância das informações e não compromete a perda dos registros do sistema na ocorrência da indisponibilidade de um dos sistemas.

A Figura 18 apresenta o *website* do Projeto MedFasee BT com disponibilização, em tempo real, dos fasores medidos por algumas das PMU instaladas.

O desenvolvimento do projeto MedFasee proporcionou diversas contribuições para estudos e aplicações da medição fasorial, entre as quais se destacam:

- i) Desenvolvimento de um concentrador de dados fasoriais próprio;
- ii) Estudos de perturbações no SIN;
- iii) Análise de oscilações eletromecânicas;
- iv) Identificação, caracterização e localização de eventos em SEE;

quais são desenvolvidos pelo ONS para subsidiar os estudos da operação de horizonte semanal e diário.

Desta forma, estes casos de fluxo de potência tendem a informar com alguma precisão o ponto de operação previsto para cada patamar de carga considerado.

Inicialmente, a demanda da carga ao longo do dia é definida em três patamares básicos: Leve, Média e Pesada. No entanto, para o planejamento mensal da operação são criados casos de referência de fluxo de potência considerando outros patamares de carga, com o intuito de melhor representar a operação do sistema em diferentes cenários.

Ao todo são desenvolvidos nove casos de fluxo de potência de acordo com os patamares de carga e metodologia, conforme descrito na Tabela 16 no apêndice A.

Para verificar o melhor caso a ser utilizado como ponto de operação nas simulações, efetuou-se uma análise em relação a carga verificada no sistema no instante anterior à perturbação e as cargas dos casos base de fluxos de potência do planejamento mensal, referentes ao mês em que ocorreu o evento. Para tal, contou-se com a disponibilização da curva de carga registrada no sistema, pelo ONS, no dia de ocorrência da referida perturbação.

Destaca-se ainda que foram realizados alguns ajustes extras no caso de fluxo de potência escolhido para melhor representar as características do sistema no instante da ocorrência da perturbação, como por exemplo, redespachos de geração e dos elos de corrente contínua.

Referente à sequência de eventos a ser representada na simulação, esta ficou limitada às informações disponibilizadas no RAP (Relatório de Análise de Perturbação), elaborado pelo ONS para a referida perturbação.

As simulações novamente foram executadas no software ORGA-NON, versão 5.5.3, sendo realizados alguns ajustes nas configurações do programa para compatibilização dos resultados mediante um estudo prévio. As configurações utilizadas estão disponíveis no Anexo B.

A base de dados referente aos modelos dinâmicos do SIN utilizada neste estudo foi a de março de 2017, devido a questões de compatibilidade com a versão do software de simulação disponível.

Por fim, a comparação dos resultados das simulações com o registro real do sistema foi efetuada através dos dados provenientes do SMSF do Projeto MedFasee BT. Neste sentido, dada as características do Projeto MedFasee BT de realizar medições apenas em baixa tensão, foi utilizado apenas a medida de frequência para o cálculo dos indicadores.

Neste cenário, o uso da medida de tensão em baixa tensão dificulta a comparação com os resultados das simulações de forma equivalente, devido aos diferentes controles existentes na rede de distribuição sobre o sinal de tensão que não são representados na simulação. A medida de frequência da rede elétrica, por sua vez, sofre influência ínfima por parte destes controles, mantendo suas características tanto na rede de baixa tensão como de alta.

5.4 DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO

A seguir são detalhados a descrição da perturbação em estudo, a escolha do ponto de operação, as eventuais adequações nele realizadas, a sequência de eventos e os resultados obtidos com a simulação dinâmica.

Descrição do evento

No dia 05 de agosto de 2018, domingo, foi registrada o bloqueio dos Bipolos do Elo de Corrente Contínua (CC) 600 kV Foz do Iguaçu / Ibiúna, separando assim o setor de 50 Hz da Usina Hidroelétrica (UHE) de Itaipu do restante do SIN.

Segundo informações do RAP, confeccionado pelo ONS para esta perturbação, a origem da mesma se deu por meio de um defeito mecânico em dos disjuntores da subestação de 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz no momento de isolar o Bipolo 2 para manutenção programada. O defeito provocou a abertura e fechamento por diversas vezes de uma das fases que levou a atuação de outras proteções da subestação, isolando os dois Bipolos de Corrente Contínua às 07h51min, Horário Brasília, ou 10h51min UTC - *Coordinated Universal Time* (ONS, 2018a).

No momento da perturbação o setor de 50 Hz da UHE Itaipu operava com 7 unidades geradoras, gerando 4221 MW, o setor de 60Hz operava com 6 unidades geradoras, gerando 3286 MW, enquanto que o Bipolo 1 do elo CC transmitia 3034 MW e o Bipolo 2 encontrava-se bloqueado para início da manutenção programada (ONS, 2018a).

Dado o déficit instantâneo de geração foi registrado uma sub-frequência de 58,58 Hz no SIN.

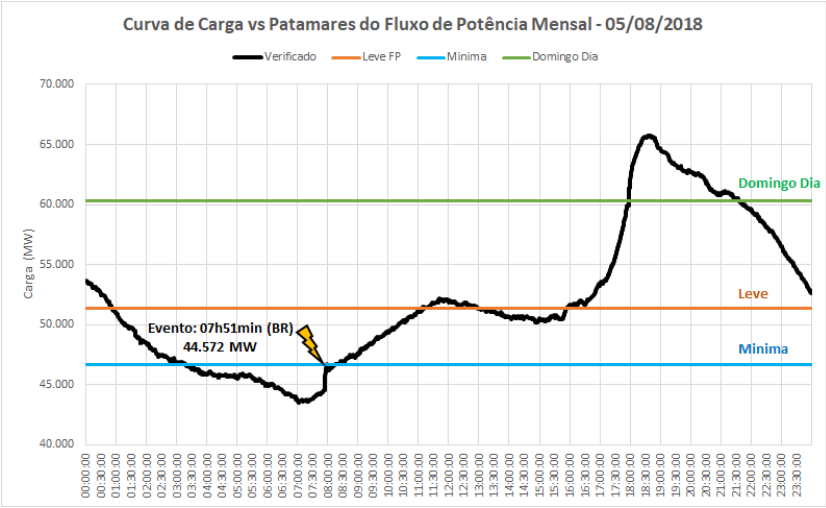
Definição do ponto de Operação

A definição do ponto de operação foi baseada em uma análise da curva de carga do SIN no dia da perturbação, comparando a carga

registrada no momento do evento com as cargas dos casos de referência de fluxo de potência.

A Figura 19 apresenta o gráfico da curva de carga registrada no dia 05/08/2018 em comparação com os patamares de carga dos casos de fluxo de potência do planejamento mensal da operação, respectivamente, para os casos de carga mínima, leve e domingo dia.

Figura 19 – Curva de Carga registrada no SIN no dia 05/08/2018.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018), dados fornecidos pelo ONS.

Observa-se que o caso de fluxo de potência que melhor se ajusta é o caso de carga mínima. A comparação entre os valores das cargas dos três patamares citados é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação entre a carga verificada no SIN e carga dos casos de fluxo de potência.

Carga Verificada no SIN às 07h51min (Horário de Brasília) do dia 05/08/2018		44572,0 MW	
Fluxo de Potência		Diferença (MW)	Percentual (%)
Patamar de Carga	Carga (MW)		
Leve	51357,0	6785,0	15,22%
Mínima	46628,9	2056,9	4,61%
Domingo Dia	60293,3	15721,3	35,27%

Ajuste do ponto de Operação

Como ajustes adicionais realizados sobre o ponto de operação foram considerados:

- Ajuste do fluxo do Elo CC de Itaipu para o valor de 3032 MW, conforme informado no RAP.;
- Ajuste do fluxo do Elo CC do Madeira para o valor de 1200 MW, valor próximo ao registrado no momento da perturbação, conforme registros do ONS.;
- Ajuste da geração de Itaipu nos setores de 50 e 60 Hz de Itaipu para os valores de 4221 e 3286 MW, respectivamente, conforme informado no RAP.

Destaca-se, no entanto, que apesar dos ajustes realizados deve-se atentar ao fato que o caso de fluxo de potência utilizado como ponto de operação para a simulação dinâmica é um caso do planejamento mensal da operação e não representa fielmente a situação pré-perturbação, mas promove uma relativa similaridade para o ponto de operação esperado.

Na Figura 20 apresenta-se um mapa do SIN com os principais fluxos de intercâmbio entre os subsistemas e os despachos das usinas de maior influência presentes no caso de fluxo de potência utilizado como ponto de operação.

Sequência de Eventos

A sequência de eventos aplicada na simulação teve como base os dados fornecidos no RAP, sendo considerados as seguintes contingências (ONS, 2018):

- Bloqueio dos Bipolos 1 e 2 do Elo CC de Itaipu, aos 4 segundos de simulação;
- Desconexão de 1 UG da UHE Simplicio aos 41,1 segundos de simulação;
- Desconexão de 1 UG da UHE Simplicio aos 46,2 segundos de simulação;
- Abertura da LT 138 kV Simplicio - Rocha Leão aos 46,5 segundos de simulação.

5.4.1 Resultados da simulação

A seguir é apresentado o resultado da simulação realizada, considerando a medida de frequência nas barras do sistema, selecionadas conforme a Tabela 17 do Apêndice A.

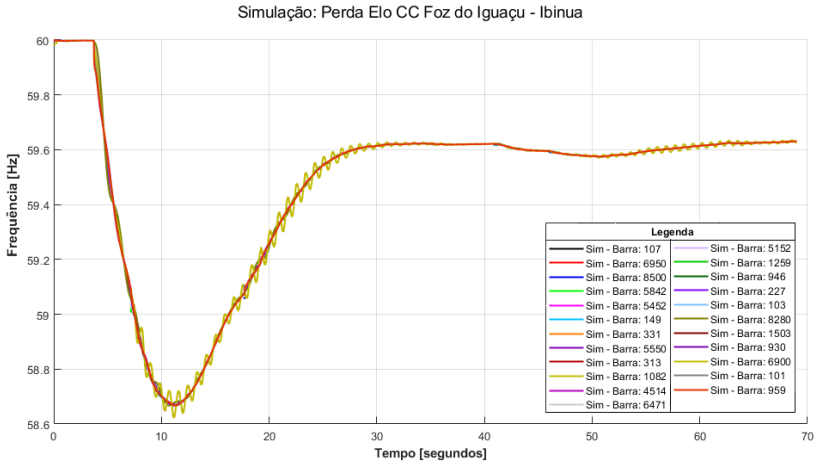
Na Figura 21 é apresentado o sinal de frequência resultante da simulação, considerando todas as barras próximas aos pontos de medição das PMU. Já na Figura 22 é apresentado o registro do SMSF MedFase BT no momento da ocorrência do desligamento do Elo CC Foz do Iguaçu - Ibiúna.

Em seguida na Figura 23 é apresentado uma comparação entre os resultados da simulação (em vermelho) e os registros das PMU (em preto) para cinco pontos de monitoramento do sistema, abrangendo as cinco regiões e subsistemas elétricos existente no país.

Observar-se através de uma inspeção visual que, em geral, os resultados da simulação apresentam aderência razoavelmente satisfatória em relação aos registros do SMSF. No entanto, observaram-se diferenças significativas na intensidade e duração das oscilações no subsistema Acre-Rondônia, entre a simulação e os registros das PMU.

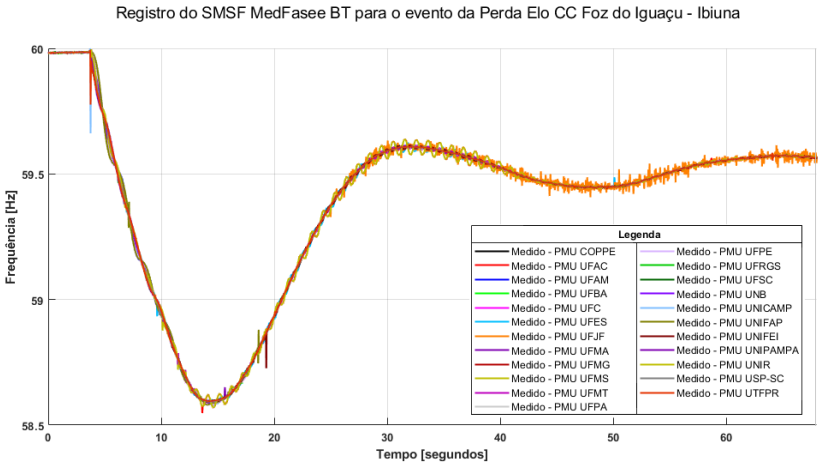
Destaca-se também uma pequena diferença na taxa de decaimento no sinal de frequência nos primeiros instantes após a perturbação, no qual o resultado da simulação apresenta uma taxa de decaimento maior em relação aos registros das PMUs. Tal fato, sugere uma eventual diferença no número de unidades geradoras sincronizadas entre o ponto de operação utilizado na simulação e o registrado em campo.

Figura 21 – Resultado da simulação para o desligamento do Elo CC Foz do Iguaçu - Ibiúna.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

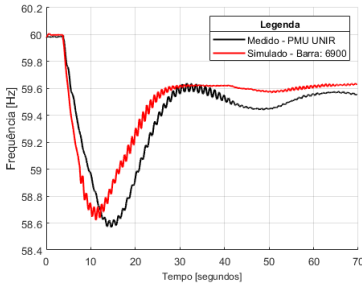
Figura 22 – Registro do SMSF MedFasee Bt para o desligamento do Elo CC Foz do Iguaçu - Ibiúna.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

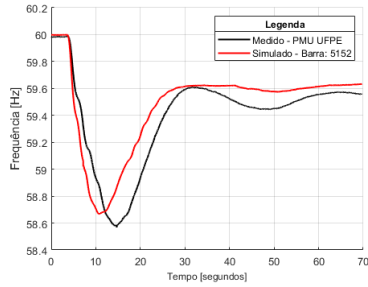
Figura 23 – Comparativo entre os registros das PMU e o resultado da simulação nas barras do sistema próximas a elas consideradas.

Comparação PMU UNIR x Simulado Barra 6900 (P.Velho 230kV)



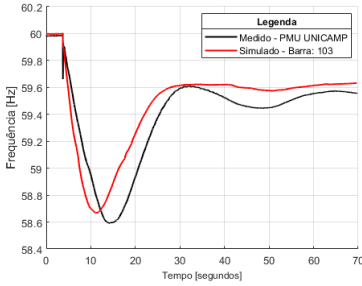
(a) PMU UNIR x SE P. Velho 230kV

Comparação PMU UFPE x Simulado Barra 5152 (Bogi 230kV)



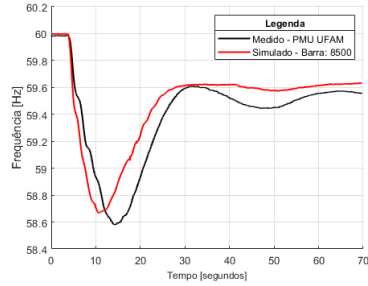
(b) PMU UFPE x SE Bongi 230kV

Comparação PMU UNICAMP x Simulado Barra 103 (Campinas 500kV)



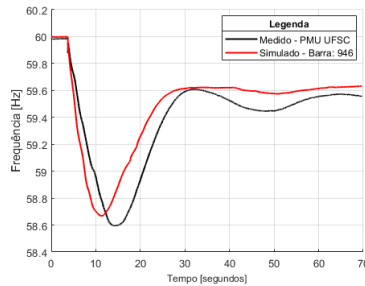
(c) PMU UNICAMP x SE Campinas 500kV

Comparação PMU UFAM x Simulado Barra 8500 (Lechuga 500kV)



(d) PMU UFAM x SE Lechuga 500kV

Comparação PMU UFSC x Simulado Barra 946 (Biguaçu 500kV)



(e) PMU UFSC x SE Biguaçu 500kV

Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

5.5 APLICAÇÃO DOS INDICADORES

Na sequência apresentam-se os resultados da aplicação dos indicadores na detecção de discrepâncias entre a resposta da simulação dinâmica e os registros das PMU, para tal considerou-se uma janela de aproximadamente 40 segundos após à aplicação da perturbação no sistema.

Destaca-se que para a realização dos cálculos foram consideradas apenas 23 PMU do total de 25 existentes no projeto MedFasee, tendo em vista a indisponibilidades de duas delas no momento do evento.

Os resultados mais detalhados dos cálculos dos indicadores do domínio do tempo e da frequência para todos os pontos de medição são apresentados em formato de tabelas na seção A.3 do Apêndice A. Em conjunto também é apresentado o cálculo dos indicadores auxiliares HID , MID_{sub} e IDS_{sub} , que visam destacar os locais e subsistemas que apresentaram as maiores discrepâncias entre a simulação e registro real do sistema observado pelo SMSF.

5.5.1 Análise no Domínio do Tempo

A seguir apresentam-se os resultados dos indicadores do domínio do tempo IDT^1 , IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 na mensuração das discrepâncias entre a simulação e os registros das PMU considerando apenas o sinal de frequência.

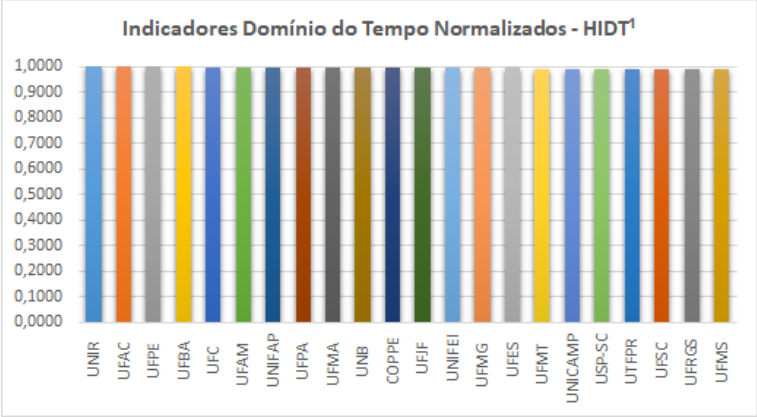
5.5.1.1 Indicador IDT^1

O indicador IDT^1 , como citado anteriormente, é o mesmo utilizado nos trabalhos de (da SILVA, 2014) e (da SILVA et al., 2017). Os resultados numéricos do cálculo deste indicador para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 18 do Apêndice A.

De forma a sintetizar os resultados obtidos pela aplicação do indicador IDT^1 , apresenta-se na Figura 24, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^1$.

Analizando os resultados apresentados na Tabela 18 do Apêndice A, observa-se que o indicador IDT^1 , apresentou resultados sem grandes

Figura 24 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

distinções entre os pontos de medição e com diferença numérica apenas na terceira e quarta casa decimal, o que dificulta a visualização dos resultados pelo gráfico de barras na Figura 24.

O mesmo fenômeno ocorre na mensuração do grau de discrepâncias para os subsistemas elétricos, onde se observa pouca diferença entre os cinco subsistemas existentes (todos com fator de participação IDS_{sub} em torno de de 20%), conforme aprestado na Tabela 2. Neste sentido, a identificação de regiões com modelos imprecisos se torna difícil.

Tabela 2 – Análise de Subsistemas - Indicador IDT^1

Subsistema	MID^1_{sub}	IDS^1_{sub}
AC/RO	0,175	20,09%
N	0,175	20,03%
NE	0,175	20,06%
SE/CO	0,174	19,94%
S	0,174	19,88%

Apesar destas características, o indicador IDT^1 estimou a presença de maiores discrepâncias nos pontos de medição de Acre e Rondônia (PMU UFAC e UNIR), o que vai de acordo com o observado pelas

curvas nos gráficos apresentado nas Figuras 22, 21 e 23.

5.5.1.2 Indicador IDT^2

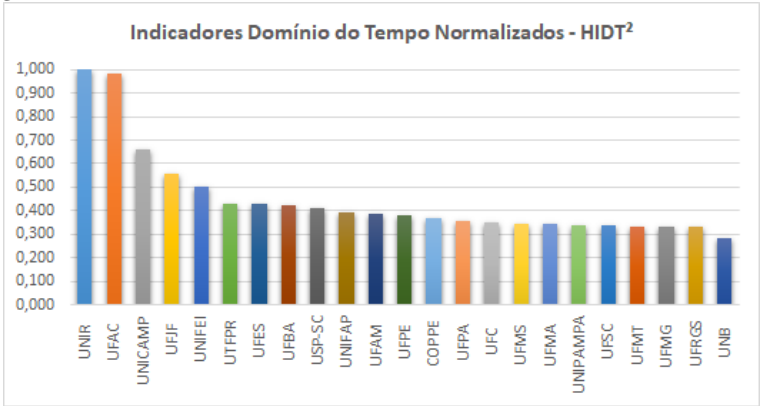
O indicador IDT^2 , utiliza como parâmetro para cálculo o valor da derivada do sinal, que para o sinal da frequência é equivalente ao ROCOF. Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDT^2 para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 19 do Apêndice A.

Destaca-se que devido ao uso de medidas proveniente das PMU, as quais podem conter ruído, se fez necessário a utilização de um filtro passa baixa para atenuar o efeito do mesmo sobre o cálculo da derivada utilizada por este indicador.

O filtro passa baixa utilizado nesta etapa foi do tipo *Butterworth* com desvio de fase próximo a zero e frequência de corte estipulada em 5 Hz.

De forma a sintetizar os resultados obtidos pela aplicação do indicador IDT^2 , apresenta-se na Figura 25, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^2$.

Figura 25 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Analisando os resultados apresentados, observa-se que o indicador IDT^2 , bem como $HIDT^2$, foram capazes de melhor capturar as

discrepâncias entre os sinais em relação a IDT^1 .

Ao se observar o gráfico de barras na Figura 25, bem como, os dados da Tabela 19 nota-se que o indicador IDT^2 detectou com precisão a presença de maiores discrepâncias nos pontos de medição do Acre e de Rondônia (PMU UFAC e UNIR), o que novamente vai de acordo com o observado pelas curvas nos gráficos apresentados nas Figuras 22, 21 e 23 e com o resultado do indicador IDT^1 .

Na sequência da lista dos pontos de medição com as maiores discrepâncias detectadas estão as PMU UNICAMP, UFJF e UNIFEI, todas da região sudeste. O que é interessante, pois a conexão elétrica do subsistema AC/RO com o restante do SIN é realizada através do subsistema SE/CO, especialmente por meio de um elo de corrente de continua entre Porto Velho - RO e Araraquara - SP. É valido notar que esta observação não foi capturada pelo indicador IDT^1 .

Do mesmo modo, pode-se observar, pela Tabela 3, uma melhor definição do grau de discrepâncias para os subsistemas elétricos, onde fica nítida que as maiores discrepâncias foram observadas no subsistema de Acre/Rondônia, seguido do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com fatores de participação (IDS_{sub}) de 39% e 17%, respectivamente.

Tabela 3 – Análise de Subsistemas - Indicador IDT^2

Subsistema	MID_{sub}^2	IDS_{sub}^2
AC/RO	9,800	39,10%
N	3,668	14,63%
NE	3,815	15,22%
SE/CO	4,266	17,02%
S	3,518	14,03%

5.5.1.3 Indicador IDT^3 (R-Factor)

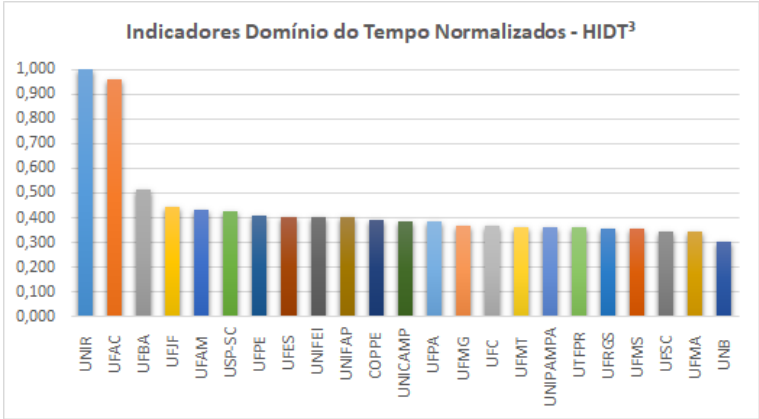
O indicador $IDT_{(R-Factor)}^3$, faz uso do Fator de Confiabilidade ($R-Factor$) de Van Hove para mensurar a similaridade entre dois sinais, conforme citado anteriormente. Os resultados numéricos do cálculo do indicador $IDT_{(R-Factor)}^3$ para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 20 do Apêndice A.

Destaca-se que ao contrário de IDT^2 o indicador $IDT_{(R-Factor)}^3$

se mostrou mais robusto a presença de ruídos nos sinais provenientes das PMU, no entanto optou-se por manter o uso de um filtro passa baixa para uma comparação coerente entre os indicadores.

De forma análoga ao caso anterior, como forma de sintetizar os resultados obtidos pela aplicação do indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$, apresenta-se na Figura 26, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^3$.

Figura 26 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Analisando os resultados apresentados, observa-se que de forma semelhante à IDT^2 , o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$, bem como $HIDT^3$, foram capazes de capturar melhor as discrepâncias entre os sinais em relação à IDT^1 , evidenciando os pontos com as maiores inconsistências entre a simulação e o registro do SMSF.

Ao se observar o gráfico de barras, bem como, os dados apresentados na Tabela 20 nota-se que o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$ detectou com precisão a presença de maiores discrepâncias nos pontos de medição do Acre e de Rondônia (PMU UFAC e UNIR), o que novamente vai de acordo com o observado pelas curvas nos gráficos apresentados nas Figuras 22, 21 e 23 e com o resultado dos indicadores IDT^1 e IDT^2 .

Na sequência da lista dos pontos de medição com as maiores discrepâncias detectadas observou-se uma intercalamento entre os pontos de medição da região Norte e Nordeste com as PMU do Sudeste, na seguinte ordem: UFBA, UFJF, UFAM, USP_SC e UFPE.

Conforme pode-se observar pela Tabela 4, tal característica in-

fluenciou o indicador de subsistema, o qual manteve a evidência de maiores discrepâncias para o subsistema de Acre/Rondônia (38% de fator de participação IDS_{sub}) e colocou os subsistemas Nordeste e Norte em segundo e terceiro lugar, respectivamente com fatores de participação de 16,9% e 15,4%, como os subsistemas de maior influência para as discrepâncias.

Tabela 4 – Análise de Subsistemas - Indicador IDT^3

Subsistema	MID_{sub}^3	IDS_{sub}^3
AC/RO	2,539	38,47%
N	1,016	15,39%
NE	1,116	16,91%
SE/CO	1,006	15,25%
S	0,923	13,98%

5.5.1.4 Indicador IDT^4

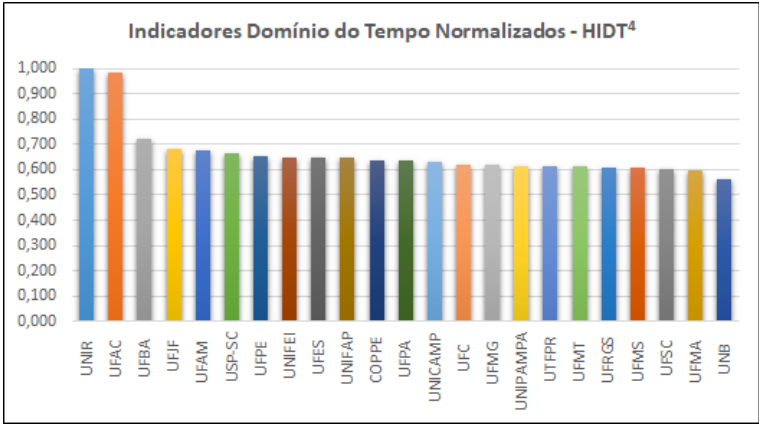
O indicador IDT^4 , também faz uso das equações do cálculo do Fator de Confiabilidade ($R\text{-Factor}$) de Van Hove, no entanto faz uso da média geométrica para o cálculo final do indicador. Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDT^4 para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 20 do Apêndice A.

Assim como o $IDT_{(R\text{-Factor})}^3$, o IDT^4 também se mostrou mais robusto a presença de ruídos nos sinais provenientes das PMU, no entanto da mesma forma que o caso anterior optou-se por manter o uso de um filtro passa baixa para uma comparação coerente entre os indicadores.

De forma análoga aos casos anteriores, como forma de sintetizar os resultados obtidos pela aplicação do indicador IDT^4 , apresenta-se na Figura 27, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^4$.

Ao se analisar as informações apresentadas no gráfico de barras da Figura 27 e na Tabela 21 do Apêndice A, observa-se que os resultados de IDT^4 foram semelhantes ao do indicador IDT^3 , porém

Figura 27 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

proporcionalmente o indicador $HIDT^4$ apresenta índices mais elevados de discrepâncias e uma menor diferenciação em relação a $HIDT^3$. No entanto, manteve uma melhor efetividade em relação a IDT^1 na identificação das discrepâncias entre os diferentes pontos de monitoramento considerados.

Tal fato era de se esperar tendo em vista que IDT^4 e IDT^3 fazem o uso das mesmas equações, sendo a única diferença o uso da média geométrica para estimação final do indicador por parte de IDT^4 . Nesta situação, em específico, não observou-se uma melhora em se utilizar a média geométrica, porém como foi apontado nos testes sintéticos no sistema de Kundur, o uso da média geométrica pode auxiliar na detecção do modelo impreciso, tal como ocorreu no cálculo dos indicadores $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 quando utilizado o sinal de potência reativa.

Desta forma, observando o gráfico de barras na Figura 27, bem como, os dados apresentados na Tabela 21 do Apêndice A, nota-se que o indicador IDT^4 estima praticamente a mesma sequência dos pontos com as maiores discrepâncias que o $IDT^3_{(R-Factor)}$. Novamente os pontos de medição do Acre e de Rondônia (PMU UFAC e UNIR) aparecem em primeiro, em acordo com o observado pelas curvas nos gráficos apresentados nas Figuras 22, 21 e 23 e com o resultado dos demais indicadores.

Em relação ao indicador de subsistema, apresentado na Tabela

5, observa-se que manteve-se a evidência de maiores discrepâncias para o subsistema de Acre/Rondônia seguido dos subsistemas Nordeste e Norte tal como o indicador IDT^3 , porém observou-se fatores de participação (IDS_{sub}) menores, respectivamente 28%, 18,9% e 18%.

Tabela 5 – Análise de Subsistemas - Indicador IDT^4

Subsistema	MID_{sub}^4	IDS_{sub}^4
AC/RO	0,015	28,02%
N	0,010	18,02%
NE	0,010	18,86%
SE/CO	0,010	17,92%
S	0,009	17,17%

5.5.2 Análise no Domínio da Frequência

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do indicador do Domínio da Frequência IDF , o qual faz uso da DFT e do TVE, na estimação das discrepâncias entre os sinais no espectro da frequência.

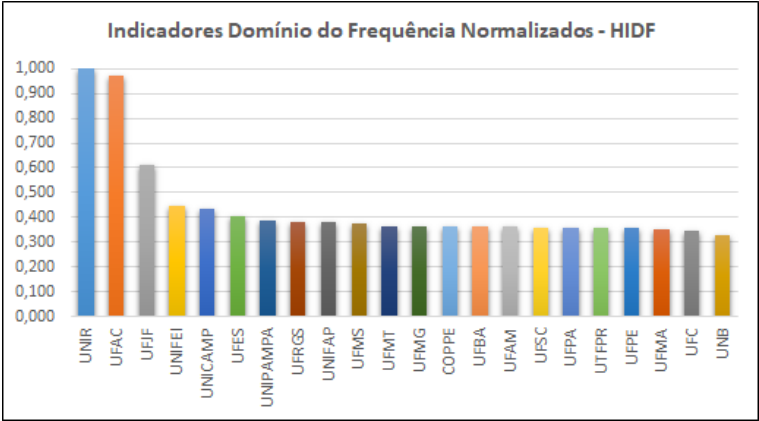
Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDF para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 20 na seção A.3 do Apêndice A.

De forma análoga aos casos anteriores, como forma de sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDF , apresenta-se na Figura 28, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDF$.

Ao se analisar as informações apresentadas na Tabela 22 do Apêndice A e do gráfico de barras da Figura 28, observa-se que os resultados de IDF , também conseguiram capturar de forma satisfatória as discrepâncias entre os sinais, sinalizando a presença de maiores discrepâncias nos pontos de medição do Acre e de Rondônia (PMU UFAC e UNIR), o que novamente corrobora com o observado pelas curvas nos gráficos apresentados nas Figuras 22, 21 e 23 e com o resultado dos demais indicadores.

Na sequência, os pontos de medição que apresentaram as maiores discrepâncias detectadas pelo indicador IDF estão aqueles associados

Figura 28 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar *HIDF*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

às PMU UFJF, UNIFEI, UNICAMP e UFES, todas da região sudeste de forma similar ao observado pelo indicador *IDT*².

Em relação ao indicador de subsistemas, apresentado na Tabela 6, observa-se que o indicador apontou os subsistemas de Acre/Rondônia e Sudeste/Centro-Oeste como aqueles com maior influência sobre as discrepâncias observadas entre simulação e registros, com fatores de participação (*IDS_{sub}*) de 39% e 16%, respectivamente.

Tabela 6 – Análise de Subsistemas - Indicador *IDF*

Subsistema	<i>MID_{sub}</i>	<i>IDS_{sub}</i>
AC/RO	11,555	39,65%
N	4,272	14,66%
NE	4,186	14,36%
SE/CO	4,762	16,34%
S	4,369	14,99%

5.5.3 Análise Modal

A seguir são apresentados os resultados da análise dos modos de oscilação eletromecânicas presentes na medida de frequência, sendo utilizado o Método de Prony implementado por (ZIMMER et al., 2014).

Nesta análise é comparado a frequência e a taxa de amortecimento do principais modos de oscilação presentes nos sinais provenientes dos registros das PMU e do resultado da simulação dinâmica. Neste caso, foram selecionados os modos Acre/Rondônia e Norte-Sul.

Os cálculos dos modos de oscilação por meio do método de Prony foram realizados sob o período subsequente a perturbação.

As Figuras 29 e 30 apresentam, respectivamente, os *mode-shapes* com a frequência dos modos de oscilação Acre/Rondônia e Norte-Sul calculados através do Método de Prony. A comparação entre a frequência de oscilação e a taxa de amortecimento dos referidos modos de oscilação para os registros das PMU (Caso Referência) e os resultados da simulação dinâmica são apresentadas nas Tabelas 7 e 8, respectivamente.

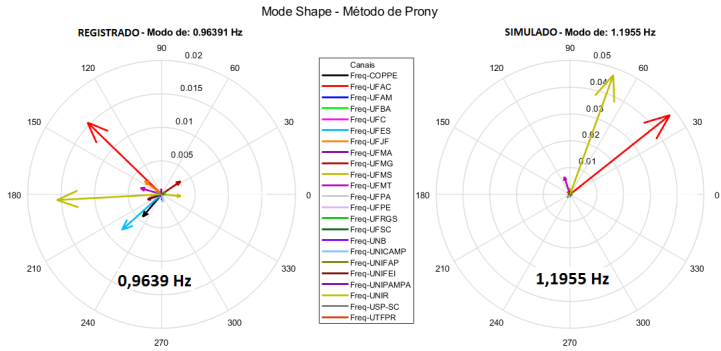
Conforme pode ser observado na Tabela 7 há uma diferença considerável na frequência de oscilação e na taxa de amortecimento do modo Acre/Rondônia, da ordem de 24 e 217%, respectivamente. O que novamente reforça a hipótese de existência de modelos imprecisos no subsistema Acre/Rondônia.

Em relação ao modo Norte-Sul, observa-se uma diferença em menor grau em relação ao modo Acre/Rondônia, porém ainda considerável, na frequência de oscilação (19,5%) e na taxa de amortecimento (112%) entre os registros do SMSF e a simulação. Este fato, indica uma discrepância de carácter global a respeito das oscilações eletromecânicas entre as máquinas síncronas dos subsistemas Norte e Sul, a qual pode se justificar pela eventual diferença no número de unidades geradoras existente no ponto de operação utilizado na simulação, conforme apontado anteriormente.

Tabela 7 – Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método de Prony.

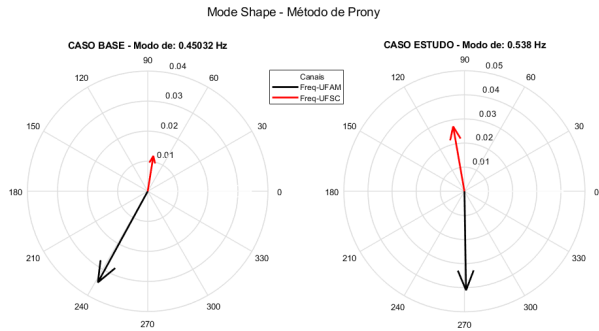
	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Medido (SMSF)	0,9639	0,9176
Simulado	1,1955	2,9144
Diferença	24,03%	217,52%

Figura 29 – *Mode Shape* do Modo de Oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método de Prony.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Figura 30 – *Mode Shape* do Modo de Oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony.



Fonte: Elaborado pelo autor (2018).

Tabela 8 – Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método de Prony.

	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Medido (SMSF)	0,450	5,333
Simulado	0,538	11,306
Diferença	19,55%	112,12%

5.6 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Neste tópico foram apresentados os resultados da aplicação da metodologia e dos indicadores propostos em uma caso real de validação de modelos realizado através da reprodução de uma perturbação de grande magnitude registrada no SIN em ambiente de simulação, comparando-se os resultados obtidos com os registros de 23 PMU instaladas em diversos pontos do sistema cobrindo as cinco regiões e os cinco subsistemas elétricos existentes no Brasil.

A perturbação considerada neste estudo envolveu o bloqueio dos bipolos do Elo de CC de Foz do Iguaçu - Ibiúna, responsável por escoar a geração do setor de 50 Hz de Itaipu até a região Sudeste do país. O caso foi simulado utilizando os casos de fluxo de potência do planejamento mensal da operação, a sequência de eventos e demais ajustes adicionais realizados no caso de fluxo de potência para condição de pré-perturbação foram realizados através das informações provenientes do RAP elaborado pelo ONS para esta perturbação.

O resultado da simulação foi satisfatório indicando com coerência o comportamento do sistema frente a perturbação, prevendo o afundamento da frequência e sua posterior recuperação de forma adequada. A simulação também representou a presença de oscilações no subsistema Acre/Rondônia, porém com algumas divergências em relação ao registro do SMSF.

Os indicadores se mostraram precisos em indicar o subsistema Acre/Rondônia como origem das maiores discrepâncias observadas entre a resposta simulada e os registros das PMU. Neste contexto evidencia-se o bom desempenho dos novos indicadores propostos IDT^2 , IDT^4 e $IDT^3_{(R-Factor)}$ frente ao indicador IDT^1 .

Conforme destacado no decorrer deste trabalho, o indicador IDT^1 não apresenta um bom desempenho ao se utilizar o sinal de frequência para mensurar as discrepâncias entre a resposta da simulação e os re-

gistros das PMU, entregando índices de discrepâncias próximos para todos os pontos de medição do sistema. Desta forma, os indicadores IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 apresentaram resultados mais coerentes, destacando os pontos com as maiores diferenças com melhor nitidez.

Nesse sentido, destaca-se os resultados obtidos com o indicador $IDT^3_{(R-Factor)}$, o qual faz uso do fator de confiabilidade (R-Factor) de Van Hove e tende a ser um indicador mais completo, em relação a IDT^1 , ao considerar o erro individual por amostra e o erro entre as derivadas dos sinais em seu cálculo.

Ressalta-se também pequenas divergências para apontar o segundo subsistema com a presença de maiores divergências. Nesse aspecto IDT^2 sinalizou o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto os indicadores IDT^3 e IDT^4 apontaram o subsistema Nordeste como o segundo a maior contribuidor para discrepâncias observadas.

Em relação ao indicador IDT^4 , o qual utiliza a média geométrica para computar o erro final das equações do fator de confiabilidade (R-Factor) de Van Hove, observou-se que para este caso de estudo não houve uma melhora de desempenho em relação a $IDT^3_{(R-Factor)}$ ao se fazer uso da média geométrica.

O indicador do Domínio da Frequência (IDF) também se mostrou efetivo na determinação dos locais com as maiores diferenças entre o resultado da simulação e os registros das PMU, evidenciando as maiores discrepâncias para o subsistema Acre/Rondônia. Tal característica mostra a coerência entre os indicadores, que apesar de apresentarem metodologias de cálculo completamente diferentes entre si, e inclusive abordam dois domínios distintos (tempo e frequência), entregaram resultados na mesma direção.

Por fim, a análise modal aferiu a existência de divergências no modo de oscilação do subsistema Acre/Rondônia existente na resposta simulada e nos registros das PMU. Através do uso do Método de Prony o modo de oscilação estimado apresentou uma baixa taxa de amortecimento em ambos os casos, no entanto a diferença de amortecimento foi da ordem de 217%, já a frequência do modo apresentou uma diferença menor de cerca de 24,15%.

Apesar dos resultados indicarem maiores discrepâncias para o subsistema Acre/Rondônia, deve-se atentar que foi utilizado um caso do planejamento mensal da operação como ponto de operação inicial para simulação. Esta prática acarreta em algumas divergências no que se refere ao real ponto de operação na situação pré-perturbação, e conseqüentemente, pode interferir no resultado da simulação. No entanto, não prejudica a avaliação da metodologia e dos indicadores propostos.

6 ESTUDO DE CASO DO SIN: AMBIENTE DE TEMPO REAL

Apresenta-se neste capítulo um novo estudo, agora utilizando um caso do tempo real como ponto de operação pré-perturbação com objetivo de consolidar as estratégias abordadas neste trabalho sob um caso de validação mais próximo ao aplicado na prática.

De maneira análoga ao caso anterior, utilizam-se os registros das PMU do Projeto MedFasee BT para capturar o comportamento dinâmico do sistema e calcular os indicadores numéricos. A resposta simulada, por sua vez, também é obtida por meio do software ORGANON, tal como apresentado nos estudos anteriores.

A análise dos indicadores, neste capítulo em especial, é dividida em três períodos com objetivo de melhor interpretar a eficiência dos mesmos, na primeira considerou-se os cinco primeiros segundos após a aplicação da perturbação no sistema, na segunda considerou-se os 20 segundos seguintes e na terceira analisou-se o período completo de 25 segundos após aplicação da perturbação.

A seguir são descritos os detalhes da perturbação considerada neste estudo, as características do ponto de operação, a sequência de eventos adotada e os demais critérios utilizados na análise. Posteriormente apresentam-se os resultados obtidos através da simulação, comparando-os graficamente aos registros do SMSF do projeto MedFasee. Por fim, aborda-se os resultados dos indicadores considerando a análise no domínio do tempo, no domínio frequência e análise modal.

6.1 DESCRIÇÃO DA PERTURBAÇÃO

Para a realização deste estudo foi simulado o evento de grande magnitude registrado no SIN no dia 03/02/2018 às 05h27min47s do horário de Brasília cuja perturbação consistiu na abertura do Elo de Corrente Continua de Xingu - Estreito seguido do corte de 5 unidades geradoras (UG) da usina de Belo Monte, totalizando uma perda de geração de aproximadamente 3000 MW, que por sua vez, provocou um decaimento da frequência até 59,14 Hz.

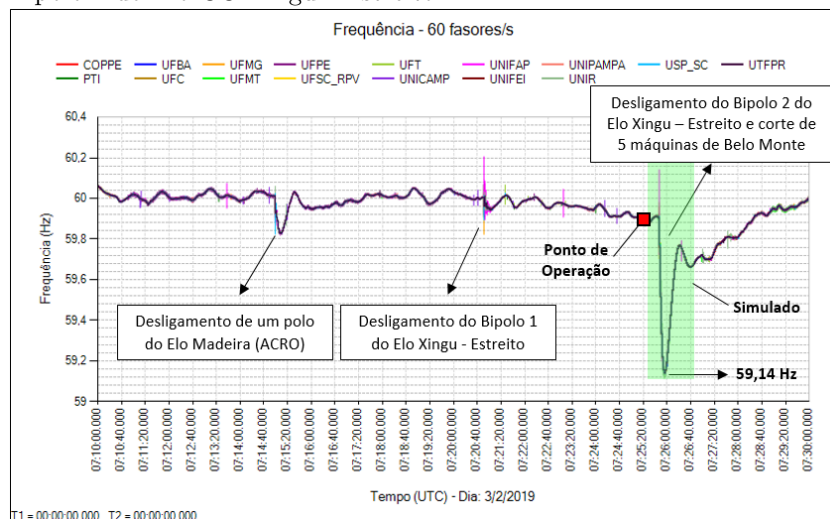
Destaca-se, no entanto, que o ponto de operação do sistema sofreu influência de outros acontecimentos registrados momentos antes da abertura do Elo de Corrente Continua de Xingu - Estreito, conforme

descrito a seguir:

- I) Bloqueio de um polo do Bipolo 1 do Elo de CC do Madeira às 05h15min00s, horário de Brasília, provocando corte de geração da usina Santo Antônio do Jirau e operação do Bipolo 1 em modo monopolar com retorno metálico;
- II) Bloqueio do Bipolo 1 do Elo de CC Xingu - Estreito às 05h20min51s, horário de Brasília, que transmitia cerca de 2000 MW acarretando na sobrecarga do Bipolo 2 do respectivo Elo CC em 30%.
- III) Bloqueio do Bipolo 2 do Elo de CC Xingu - Estreito às 05h25min47s, horário de Brasília, o qual transmitia cerca de 2600 MW; ocasionando o corte de 5 unidades geradoras da usina de Belo Monte por atuação de SEP.

A Figura 31 apresenta a cronologia dos eventos citados sobre o sinal da frequência registrado pelas PMU do Projeto MedFasee.

Figura 31 – Cronologia dos eventos registrados no SIN até a perda do Bipolo 2 do Elo CC Xingu - Estreito.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No momento da perturbação o SIN registrava uma demanda de carga da ordem 60,6 GW e uma geração no montante de 63,5 GW,

sendo as perdas de transmissão, estimadas pelo fluxo de potência, da ordem de 2,9 MW.

O ponto de operação utilizado na simulação foi obtido através do estimador de estados de tempo real do ONS, sendo gerado para o ponto de operação em que o sistema se encontrava às 05h25min (horário de Brasília), ou seja, apenas 47 segundos antes do evento simulado conforme pode ser visualizado na Figura 31, onde o ponto de operação é representado por um quadrado vermelho.

Tal fato reduz drasticamente as eventuais divergências que podem ocorrer ao se utilizar um caso do planejamento como ponto de operação para simulação, além de prover uma representação fiel do montante de carga presente no sistema no momento da perturbação. No entanto, não se deve descartar a possibilidade de eventuais divergências no caso relacionadas aos cálculos realizados pelo próprio estimador de estados.

6.2 DESCRIÇÃO DA SIMULAÇÃO

Com base no que foi exposto o processo de simulação consistiu em duas etapas: validação do ponto de operação e definição da sequência de eventos a ser simulada.

6.2.1 Validação do Ponto de Operação

O processo de validação do ponto de operação tem como objetivo assegurar que o caso de fluxo de potência gerado pelo estimador de estados em tempo real apresenta valores consistentes no que se refere aos principais fluxos de intercâmbio do sistema e das principais usinas geradoras.

Neste processo verificou-se a necessidade de realizar pequenos ajustes para melhor representatividade do caso:

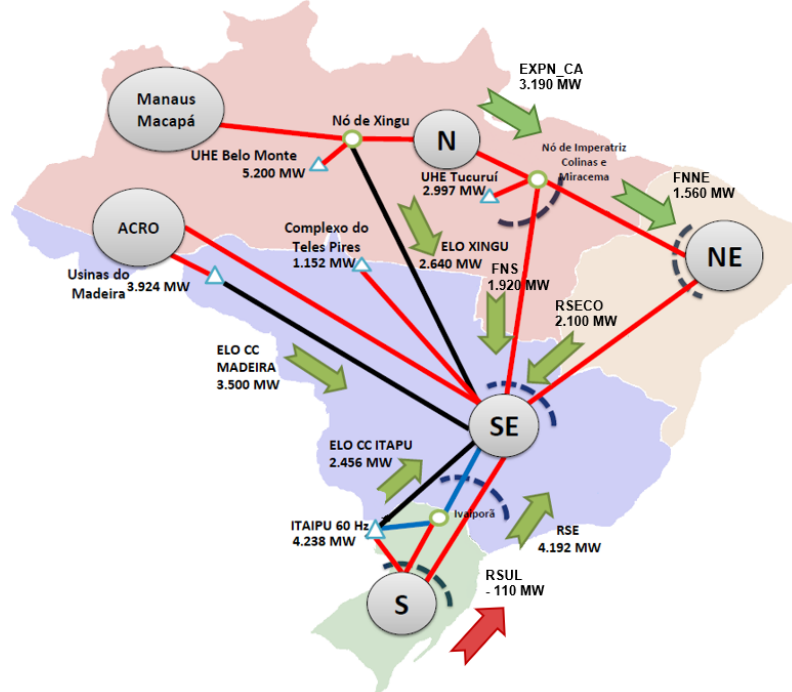
- I) Pequenos ajustes nos despachos dos Elos CCs do Madeira (Porto Velho - Araraquara), Foz do Iguaçu - Ibiúna e Xingu - Estreito de forma a garantir a correta representação dos fluxos transmitidos no instante da perturbação na simulação.
- II) Exclusão de cargas negativas de valores elevados encontradas nas barras de Araraquara 2 - SP e Estreito - MG.
- III) Elevação da potência na UHE de Belo Monte para 5200 MW com

objetivo de melhor compatibilizar o corte de geração informado;

- IV) Utilização da opção de *swing* distribuída do ORGANON para solução do fluxo de potência de modo a preservar o despacho da barra de folga (UHE Ilha Solteira) em torno do seu valor registrado em tempo real;

Na Figura 32 apresenta-se um mapa do SIN com os principais fluxos de intercâmbio entre os subsistemas e os despachos das usinas de maior influência presentes no ponto de operação utilizado.

Figura 32 – Principais fluxos de intercâmbio entre os subsistemas do SIN para o ponto de operação considerado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

No que se refere a modelagem da carga, observou-se que o modelo de carga adotado é o ZIP, no qual a potência reativa é representada exclusivamente por impedância constante e a potência ativa representada por parcelas de impedância e potência constante, cujos coeficientes variam de acordo com as características de carga de cada região.

6.2.2 Definição da Sequência de Eventos

A definição da sequência de eventos aplicada na simulação considerou a abertura do Bipolo 2 do Elo CC Xingu - Estreito seguido da atuação do SEP de proteção sistêmica que promove corte de geração na UHE Belo Monte em até 150ms de acordo com o fluxo transmitido pelo Elo CC Xingu - Estreito e o fluxo de intercâmbio entre subsistemas Norte - Sudeste.

No cenário em questão a lógica do SEP promoveu o corte de 5 unidades geradoras (UG) da UHE Belo Monte, totalizando um montante aproximado de 3000 MW de geração.

Desta maneira, a simulação no software ORGANON reproduziu os seguintes eventos:

- Bloqueio do Bipolo 2 do Elo CC de Xingu - Estreito, aos 2 segundos de simulação;
- Desligamento de 5 UG da UHE Belo Monte aos 2,140 segundos de simulação;

6.2.3 Resultados Obtidos

Com base nas premissas adotadas no processo de simulação, apresenta-se na Figura 33 a resposta obtida pela simulação realizada considerando a medida de frequência nas barras do sistema selecionadas conforme a Tabela 17 do Apêndice A, a qual relaciona as barras da rede básica mais próximas ao local de instalação das PMU do Projeto MedFasee BT.

O registro do SMSF MedFasee BT no momento do desligamento do Elo CC Xingu - Estreito é apresentado na Figura 34.

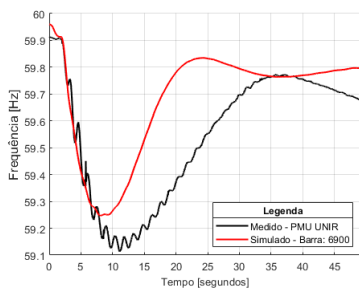
Destaca-se que as simulações neste estudo foram realizadas com a versão 5.8.0 ORGANON, utilizando a base de dados dos modelos dinâmicos do SIN de janeiro de 2018, devido a questões de compatibilidade e disponibilidade do software de simulação.

Ressalta-se também, que devido ao fato do simulador iniciar a simulação na frequência nominal do sistema e o sistema real operava com uma frequência levemente abaixo da nominal, efetuou-se um *offset* de 0,04 Hz para compatibilizar o sinal de frequência entre a resposta simulada e o registrado pelo SMSF.

Em seguida na Figura 35 apresenta-se uma comparação entre os resultados da simulação (em vermelho) e os registros das PMU (em

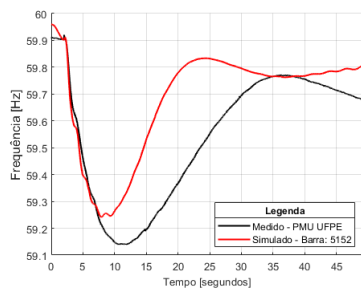
Figura 35 – Comparativo entre os registros das PMU e o resultado da simulação nas barras do sistema próximas a elas consideradas.

Comparação: PMU UNIR x Simulado Barra 6900 (P. Velho 230 kV)



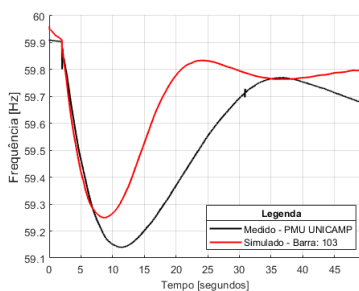
(a) PMU UNIR x SE Porto Velho 230kV

Comparação: PMU UFPE x Simulado Barra 5152 (Bogi 230kV)



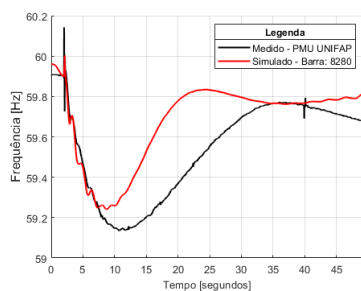
(b) PMU UFPE x SE Bongi 230kV

Comparação: PMU UNICAMP x Simulado Barra 103 (Campinas 500kV)



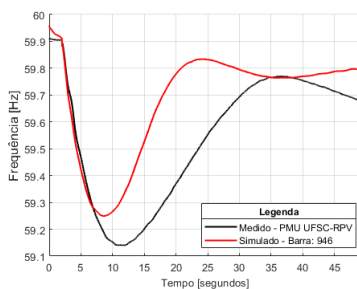
(c) PMU UNICAMP x SE Campinas 500kV

Comparação: PMU UNIFAP x Simulado Barra 8280 (Macapá 230kV)



(d) PMU UNIFAP x SE Macapá 230kV

Comparação: PMU UFSC x Simulado Barra 946 (Biguaçu 500kV)



(e) PMU UFSC x SE Biguaçu 500kV

Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Observa-se por meio de uma inspeção visual que o resultado da simulação apresentou aderência no decaimento da frequência após a perturbação, indicando que o ponto de operação utilizado na simulação apresentava uma inércia compatível com o observado no momento do evento. No entanto, destaca-se que a resposta da simulação apresentou um valor mínimo de frequência de 59,25 Hz, enquanto que o registrado pelo SMSF foi de 59,14 Hz, uma diferença de 0,11 Hz. Além disso, ressalta-se o resultado otimista por parte da simulação no que se refere a recuperação da frequência, o que pode estar relacionado a imprecisões na representação dos reguladores de velocidade e das cargas.

Outro ponto relevante da comparação visual das curvas entre simulação e registro do SMSF refere-se a presença de oscilações no subsistema Acre / Rondônia que não foram representadas pela simulação, o que pode revelar uma modelagem otimista por parte dos controladores PSS deste subsistema.

Ademais, observa-se que a simulação conseguiu retratar o retorno do equilíbrio do sistema após a perturbação ocorrida de forma satisfatória.

6.3 APLICAÇÃO DOS INDICADORES

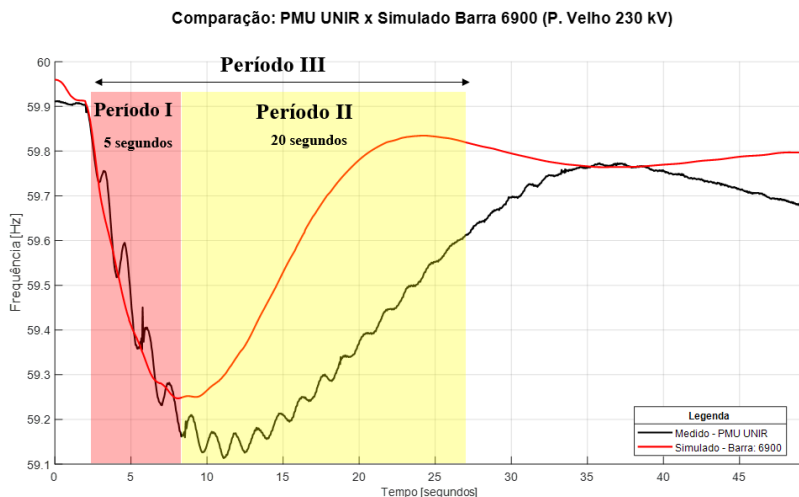
Para aplicação dos indicadores, considerou-se, neste estudo, uma análise em três períodos para melhor interpretar os resultados dos indicadores no domínio do tempo e no domínio da frequência, conforme se segue:

- Período I: Considerou-se 5 segundos após aplicação da perturbação. O objetivo desta primeira análise é verificar o desempenho dos indicadores em capturar as discrepâncias relacionadas a constante de inércia das máquinas síncronas, da modelagem de carga ou do próprio ponto de operação utilizado, tendo vista que nos primeiros instantes após uma perturbação há pouca influência por parte dos controladores do sistema.
- Período II: Considerou-se os 20 segundos seguintes ao período anterior. O objetivo desta segunda análise é verificar o desempenho dos indicadores em capturar as discrepâncias relacionadas aos controladores presentes no sistema como reguladores de velocidade e PSS que possuem ou podem possuir dinâmica mais lenta.

- Período III: Por fim considerou-se o período completo de 25 segundos seguintes após aplicação da perturbação. O objetivo desta terceira avaliação é verificar o desempenho dos indicadores em capturar as discrepâncias de forma global ao longo de um período de tempo maior.

A Figura 36 apresenta de forma visual a seleção dos três períodos considerados para avaliação dos indicadores sobre a curva dos sinais de frequência registrados pelo SMSF MedFasee BT no momento da ocorrência do evento.

Figura 36 – Representação dos três períodos considerados na avaliação dos indicadores.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Em relação a análise modal, optou-se por manter sua análise dentro de um período de tempo fixo, tendo em vista que a mesma apresenta uma análise global acerca dos modos de oscilações presentes nos sinais medidos e simulados, não sendo conveniente estender sua análise para períodos distintos.

A seguir apresentam-se os resultados dos indicadores do domínio do tempo e frequência e para os três períodos de análise e posteriormente apresenta-se o resultado da análise modal.

Destaca-se que para a efetuação dos cálculos foram consideradas apenas 17 PMU do total de 25 existentes no projeto MedFasee, tendo

em vista a indisponibilidades de 8 delas no momento do evento: PMU UFAC, UNB, UFMA, UFMS, UFES, UFGRS e UFPA.

6.3.1 Período de Análise I

Conforme citado anteriormente, nesta primeira etapa de análise apresentam-se os resultados dos indicadores considerando uma janela de tempo de 5 segundos após ocorrência da perturbação do sistema.

Os resultados mais detalhados dos cálculos dos indicadores do domínio do tempo e da frequência considerando todos os pontos de medição deste primeiro período e análise é apresentado em formato de tabelas na seção A.4 do Apêndice A. Em conjunto também é apresentado o cálculo dos indicadores auxiliares HID , MID_{sub} e IDS_{sub} , que visam destacar os locais e subsistemas que apresentaram as maiores discrepâncias entre a simulação e registro real do sistema observado pelo SMSF.

6.3.1.1 Análise no Domínio do Tempo

A seguir apresentam-se os resultados dos indicadores do domínio do tempo IDT^1 , IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 na mensuração das discrepâncias entre a simulação e os registros das PMU considerando apenas o sinal de frequência dos 17 pontos de monitoramento do SMFS MedFasee BT.

Assim como destacado no estudo do capítulo anterior, se utilizou-se um filtro passa baixa do tipo *Butterworth* com desvio de fase próximo a zero e frequência de corte estipulada em 5 Hz, para atenuar os efeitos dos ruídos existentes nas medidas proveniente das PMU sobre o cálculo da derivada utilizada pelos indicadores IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 .

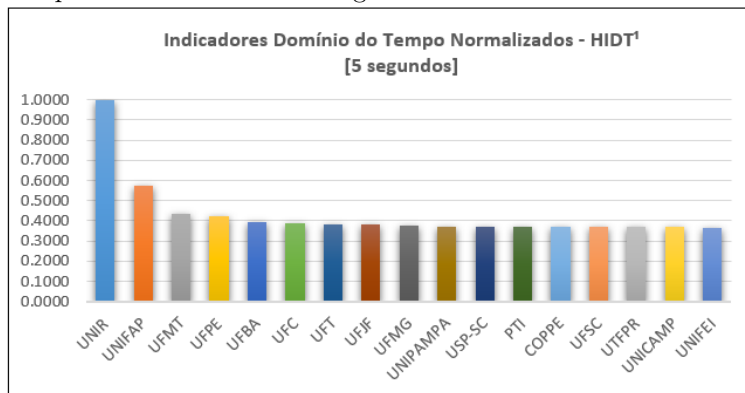
Indicador IDT^1

Os resultados numéricos do cálculo deste indicador para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 23 na Seção A.4 do Apêndice A.

De forma a sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDT^1 , apresenta-se na Figura 37, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador

auxiliar $HIDT^1$.

Figura 37 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$ para o período de análise de 5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Ao analisar os resultados apresentados pelo indicador $HIDT^1$, observa-se que ao se utilizar uma janela de tempo curta o indicador obteve um desempenho satisfatório na diferenciação das discrepâncias existentes entre a resposta simulada e o sinal medido, diferentemente do estudo de caso do capítulo anterior em que foi utilizado uma janela de tempo maior.

Neste aspecto o indicador detectou as maiores divergências entre os sinais simulados e registrado para os pontos de medição UNIR, do subsistema Acre/Rondônia, e UNIFAP, do subsistema Norte, em acordo com o observado pela inspeção visual das curvas apresentadas na Figura 35, nas quais percebe-se a má representação das oscilações no subsistema Acre/Rondônia por parte da simulação.

Tal característica também refletiu nos indicadores auxiliares que estimam os fatores de participação de cada subsistema para as discrepâncias observadas entre simulação e registros apresentados na Tabela 9. Neste sentido o subsistema Acre/Rondônia apresentou o maior fator de participação com 38%, seguido do subsistema Norte com 18%.

Entre os demais locais que apresentaram discrepâncias, destaca-se a presença de um conjunto de locais da região Nordeste e Norte ocupando a quarta, quinta, sexta e sétima posição entre os pontos que maior apresentaram discrepâncias.

Tabela 9 – Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^1 para o período de 5 segundos.

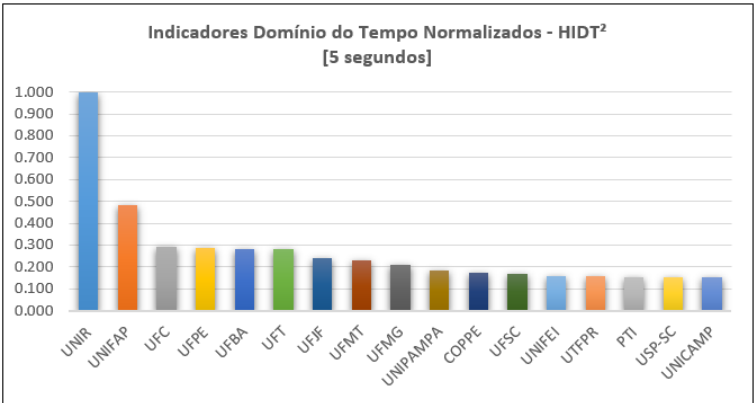
Subsistema	MID^1_{sub}	IDS^1_{sub}
AC/RO	0,015	38,03%
N	0,007	18,18%
NE	0,006	15,23%
SE/CO	0,006	14,50%
S	0,006	14,06%

Indicador IDT^2

Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDT^2 para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 24 na Seção A.4 do Apêndice A.

De forma análoga ao caso anterior, como forma de sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDT^2 , apresenta-se na Figura 38, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^2$.

Figura 38 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$ para o período de análise de 5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Ao analisar os resultados apresentados pelo indicador $HIDT^2$, observa-se que o indicador novamente obteve um desempenho satisfatório na diferenciação das discrepâncias existentes entre a resposta simulada e o sinal medido. As maiores divergências, entre os sinais, foram registradas para os pontos de medição UNIR, do subsistema Acre/Rondônia, e UNIFAP, do subsistema Norte, o que corrobora com o observado na inspeção visual das curvas apresentadas na Figura 35.

Na sequência dos pontos com as maiores discrepâncias destaca-se a presença de um conjunto de locais da região Nordeste (UFC, UFPE e UFBA) ocupando a terceira, quarta e quinta posição.

Tais características também refletiram nos indicadores auxiliares, que estimam os fatores de participação de cada subsistema para as discrepâncias observadas entre simulação e registros, apresentados na Tabela 10. Novamente o subsistema Acre/Rondônia apresentou o maior fator de participação com 49%, seguido do subsistema Norte com 18%.

Tabela 10 – Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^2 para o período de 5 segundos.

Subsistema	MID_{sub}^2	IDS_{sub}^2
AC/RO	3,475	49,39%
N	1,329	18,88%
NE	1,001	14,22%
SE/CO	0,656	9,33%
S	0,575	8,17%

Indicador IDT^3

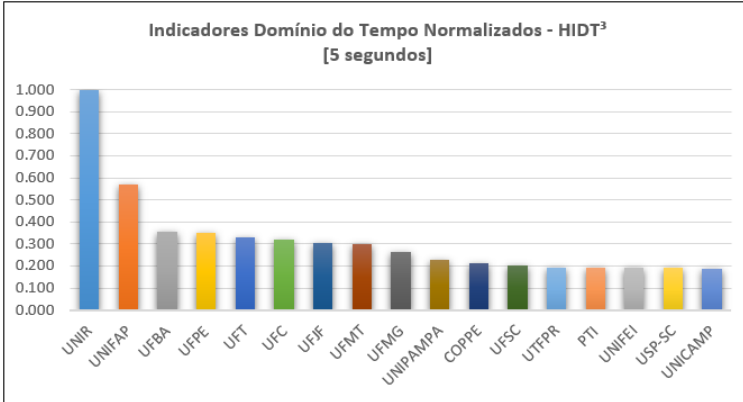
Os resultados numéricos do cálculo do indicador $IDT_{(R-Factor)}^3$ para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 25 na Seção A.4 do Apêndice A.

De forma análoga aos casos anteriores, como forma de sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDT^3 , apresenta-se na Figura 39, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^3$.

Ao analisar os resultados apresentados pelo indicador IDT^3 , novamente observa-se que o indicador obteve um desempenho satisfatório na diferenciação das discrepâncias existentes entre a resposta simulada

e o sinal medido.

Figura 39 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Assim como os indicadores anteriores, as maiores divergências entre os sinais simulado e medido foram registradas para os pontos de medição UNIR, do subsistema Acre/Rondônia, e UNIFAP, do subsistema Norte, corroborando com o observado na inspeção visual das curvas apresentadas na Figura 35.

Na sequência dos pontos com as maiores discrepâncias destaca-se a presença de um conjunto de locais (UFBA e UFPE) da região Nordeste ocupando a terceira e quarta posição.

No que se refere aos indicadores auxiliares que estimam os fatores de participação de cada subsistema para as discrepâncias observadas entre simulação e registros apresentados na Tabela 11, novamente o subsistema Acre/Rondônia apresentou o maior fator de participação com 44%, seguido do subsistema Norte com 20%.

Tabela 11 – Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^3 para o período de 5 segundos.

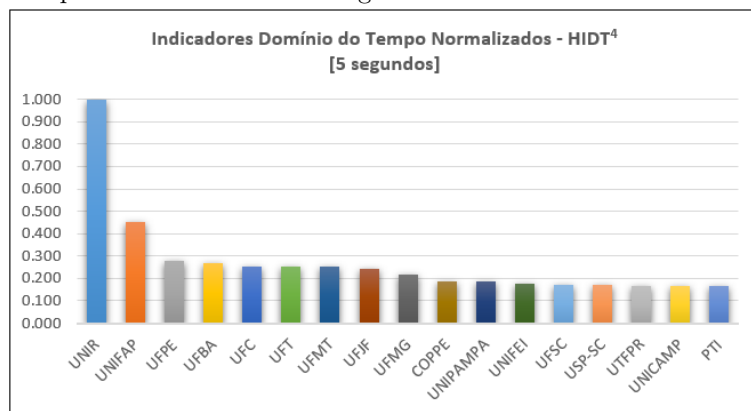
Subsistema	MID_{sub}^3	IDS_{sub}^3
AC/RO	1,171	44,83%
N	0,525	20,09%
NE	0,402	15,40%
SE/CO	0,276	10,54%
S	0,239	9,14%

Indicador IDT^4

Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDT^4 para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 26 na Seção A.4 do Apêndice A.

Do mesmo modo que aos casos anteriores, apresenta-se na Figura 40, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT^4$, como forma de sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDT^4 .

Figura 40 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Observando-se os resultados apresentados, nota-se que o desempenho do indicador IDT^4 foi similar aos de $IDT^3_{(R-Factor)}$ e os demais indicadores, detectando as maiores divergências para os pontos de medição UNIR, do subsistema Acre/Rondônia, e UNIFAP, do subsistema Norte, seguido da dos pontos UFPE, UFBA e UFC da região Nordeste.

Referente aos indicadores auxiliares de subsistema que estimam os fatores de participação de cada subsistema para as discrepâncias observadas entre simulação e registros apresentados na Tabela 12, observa-se que novamente o subsistema Acre/Rondônia apresentou o maior fator de participação com 50%, seguido do subsistema Norte com 17%.

Tabela 12 – Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDT^4 para o período de 5 segundos.

Subsistema	MID^3_{sub}	IDS^3_{sub}
AC/RO	0,004	50,08%
N	0,002	17,73%
NE	0,001	13,37%
SE/CO	0,001	10,11%
S	0,001	8,71%

6.3.1.2 Análise no Domínio da Frequência

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do indicador do Domínio da Frequência IDF , o qual faz uso da DFT e do TVE para estimar as discrepâncias entre os sinais no espectro da frequência.

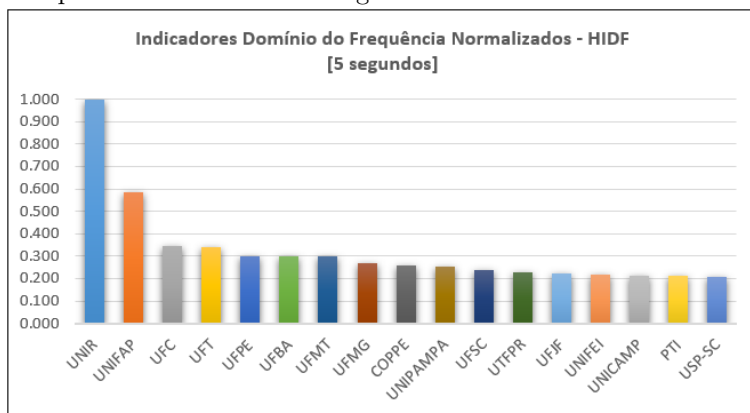
Os resultados numéricos do cálculo do indicador IDF para todos os pontos de medição e dos demais indicadores auxiliares são apresentados na Tabela 27 na Seção A.4 do Apêndice A.

Do mesmo modo que aos casos anteriores, como forma de sintetizar o resultado obtido pela aplicação do indicador IDF , apresenta-se na Figura 39, em formato de gráfico de barras, as discrepâncias calculadas em todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDF$.

Ao se analisar as informações da Tabela 27 do Apêndice A e do gráfico de barras da Figura 41, observa-se que os resultados de

IDF, conseguiram capturar de maneira satisfatória as discrepâncias entre os sinais simulado e medido, sinalizando a presença de maiores discrepâncias nos pontos de medição UNIR, referente ao subsistema Acre/Rondônia, e UNIFAP, referente ao subsistema Norte, o que novamente vai de acordo com o observado pelas curvas nos gráficos apresentados na Figura 35 e com o resultado dos demais indicadores.

Figura 41 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar *HIDF* para o período de análise de 5 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Na sequência, os pontos de medição que apresentaram as maiores discrepâncias detectadas pelo indicador *IDF* estão as PMU UFC, UFT, UFPE e UFBA, todas da região Nordeste e Norte de forma similar ao observado pelos demais indicadores.

Por fim, ao se analisar o indicador de subsistema, apresentado na Tabela 13 observa-se, novamente, que as maiores discrepâncias foram observadas no subsistema de Acre/Rondônia, seguido do subsistema Norte com fatores de participação (IDS_{sub}) de 44% e 20%, respectivamente, conforme foi observado pelos demais indicadores.

Este aspecto mostra a coerência entre os indicadores, que apesar de apresentarem metodologias de cálculo completamente diferentes entre si, e inclusive abordam dois domínios diferentes (tempo e frequência) indicaram resultados muito semelhantes. Tal tais características, reforçam a hipótese de que haja algum modelo impreciso no subsistema Acre/Rondônia.

Tabela 13 – Análise de Subsistemas referente ao Indicador IDF para o período de 5 segundos

Subsistema	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	0,909	44,40%
N	0,420	20,52%
NE	0,286	13,98%
SE/CO	0,220	10,73%
S	0,212	10,37%

6.3.2 Período de Análise II

Conforme citado anteriormente, nesta segunda etapa de análise apresentam-se os resultados dos indicadores considerando uma janela de tempo de 20 segundos após o período inicial apresentado na etapa anterior.

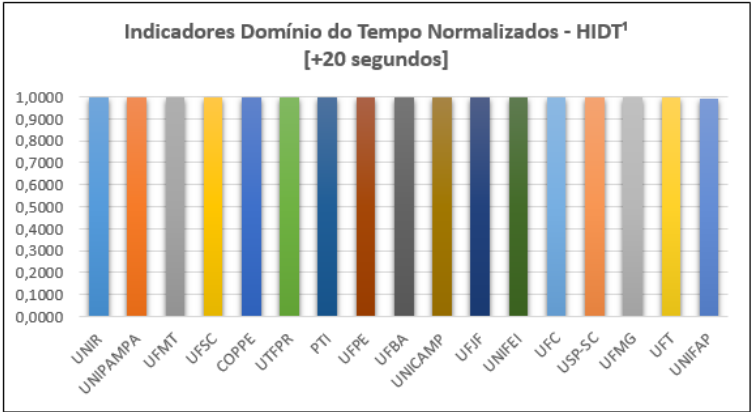
Tendo em vista que a metodologia de cálculo e as características dos indicadores já foram apresentadas em detalhe ao longo do trabalho, nesta seção optou-se por apresentar somente os resultados em formato de gráfico de barras do indicador auxiliar HID que sintetizam os resultados dos indicadores IDT^1 , IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$, IDT^4 e IDF .

6.3.2.1 Análise no Domínio do Tempo

A seguir apresentam-se nas Figuras 42, 43, 44 e 45 os resultados dos indicadores do domínio do tempo IDT^1 , IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 calculados para todos os pontos de monitoramento, dispostas em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar $HIDT$ no formato de gráficos de barras.

Indicador IDT^1

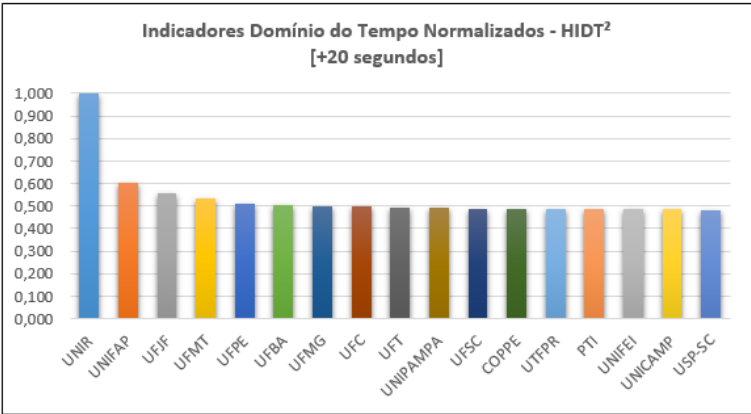
Figura 42 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^1$ para o período de análise de 20 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador IDT^2

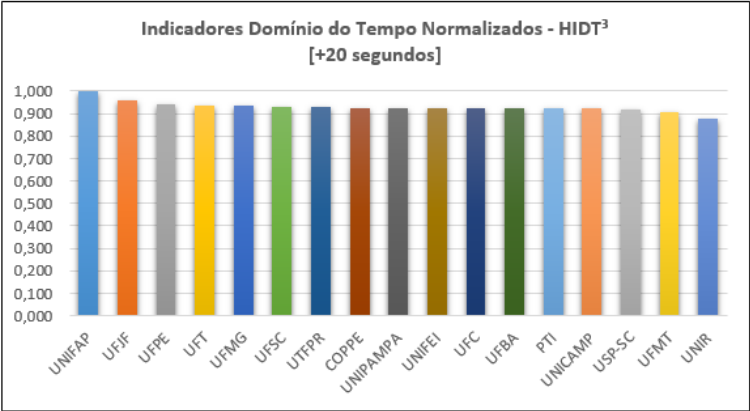
Figura 43 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^2$ para o período de análise de 20 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador IDT^3

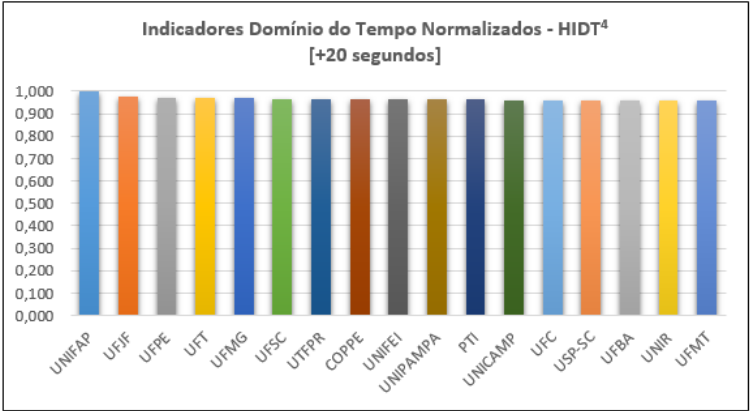
Figura 44 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 20 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador IDT^4

Figura 45 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 20 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Ao se analisar os resultados apresentados nos gráficos de barras,

observa-se que todos os indicadores apresentaram uma piora de desempenho nesta segunda etapa de análise no que se refere a mensuração e diferenciação das discrepâncias entre os sinais simulados e medidos nos diferentes pontos de monitoramento.

O Indicador IDT^1 apresentou praticamente nenhuma diferenciação de discrepâncias entre os 17 pontos de monitoramento do sistema, de modo semelhante os indicadores $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 , que possuem uma formulação matemática mais robusta, também apresentaram baixa diferenciação das discrepâncias em relação aos casos anteriores, embora destacaram o ponto da UNIFAP com maior grau de disparidade em relação à resposta simulada.

Tal circunstância pode ser explicada pelo fato de que nesta segunda etapa de análise, a maior parcela de erro presente entre simulação e registro consiste, majoritariamente, no erro relacionado a recuperação da frequência do sistema influenciado pelo controle primário de velocidade, o qual afeta o sistema de forma global.

No entanto, ressalta-se o desempenho ainda satisfatório por parte do indicador IDT^2 , que com o uso da derivada do sinal conseguiu capturar de forma coerente as discrepâncias relacionadas às oscilações presentes no sinal registrado pela PMU UNIR no ponto de medição de Rondônia que não foram representadas pela simulação e que se fazem presente neste segundo período de análise.

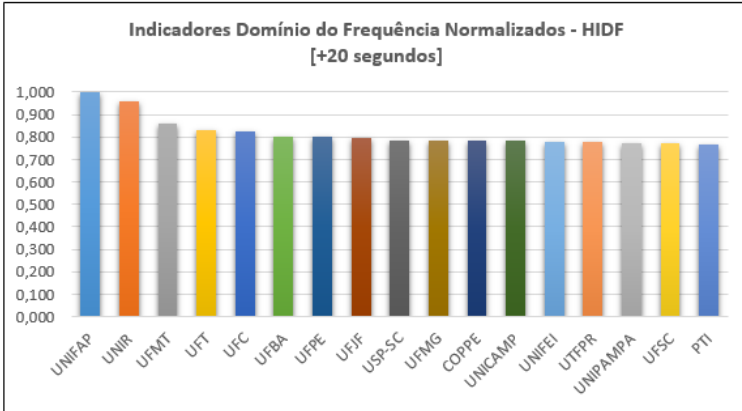
Destaca-se também, que apesar dos indicadores $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 fazerem uso da derivada em seus cálculos intermediários, eles não foram capazes de capturar as discrepâncias observadas no ponto de medição UNIR. Este fenômeno é explicado pela formulação matemática destes indicadores que normalizam o erro da derivada entre os sinais medido e simulado pelo somatório do vetor de derivada do sinal de referência, neste caso o sinal medido, conforme Equações 3.10 e 3.11.

6.3.2.2 Análise no Domínio da Frequência

A seguir apresenta-se na Figura 46, o resultado do indicador do domínio da frequência IDF sobre o indicador auxiliar $HIDF$ na mensuração das discrepâncias entre a simulação e os registros das PMU através de gráficos de barras.

Observa-se que de forma semelhante como ocorreu para os indicadores do domínio do tempo, o indicador IDF também apresentou uma menor diferenciação na mensuração das discrepâncias, entre os sinais simulados e medidos, nesta segunda etapa de análise pelos motivos

Figura 46 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar *HIDF* para o período de análise de 20 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

citados anteriormente.

No entanto, embora em ordem contrária ao observado no primeiro período de análise, observa-se que o indicador *IDF* estimou as maiores discrepâncias proveniente dos pontos de medição do Amapá (UNIFAP) e Rondônia (UNIR).

6.3.3 Período de Análise III

Por fim, nesta última etapa de análise apresentam-se os resultados dos indicadores considerando a janela de tempo completa de 25 segundos após ocorrência da perturbação do sistema, abrangendo os dois períodos anteriores.

Da mesma forma que a seção anterior, apresentam-se somente os resultados da aplicação dos indicadores em formato de gráfico de barras.

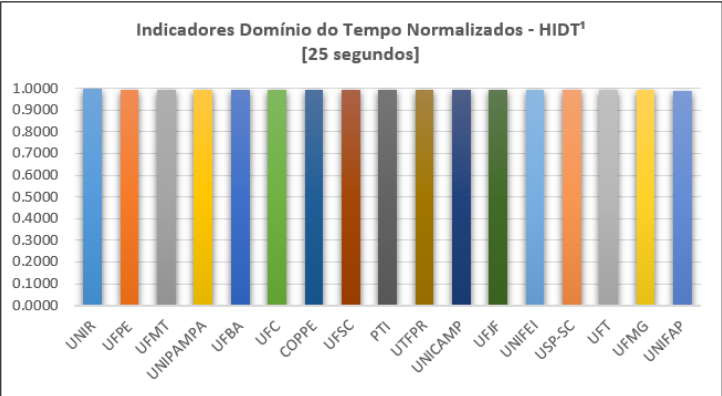
6.3.3.1 Análise no Domínio do Tempo

A seguir apresentam-se através das Figuras 47, 48, 49 e 50 os resultados dos indicadores do domínio do tempo IDT^1 , IDT^2 , IDT^3 e IDT^4 calculados para todos os pontos de monitoramento, dispostas

em ordem decrescente e normalizadas pelo indicador auxiliar *HIDT* no formato de gráficos de barras.

Indicador *IDT*¹

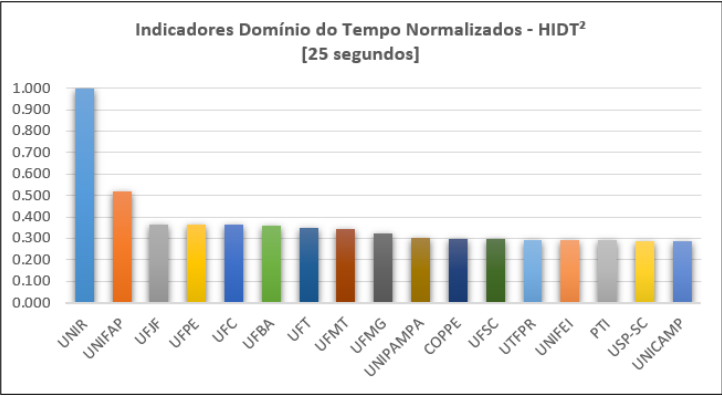
Figura 47 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar *HIDT*¹ para o período de análise de 25 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador *IDT*²

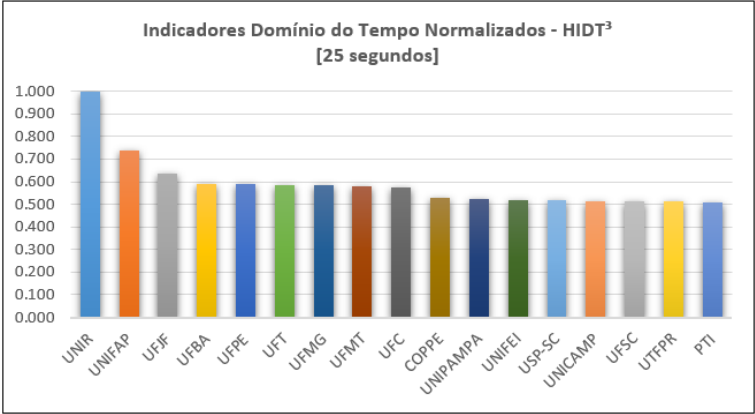
Figura 48 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar *HIDT*² para o período de análise de 25 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador IDT^3

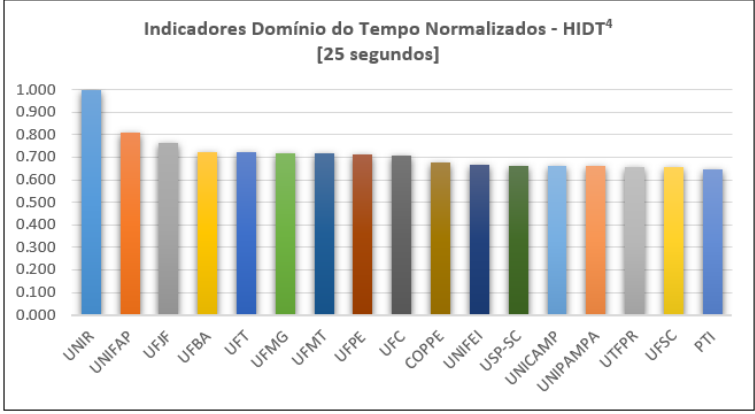
Figura 49 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^3$ para o período de análise de 25 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Indicador IDT^4

Figura 50 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDT^4$ para o período de análise de 25 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Ao se analisar os resultados apresentados nos gráficos de barras considerando o período completo de análise, observa-se as mesmas ca-

racterísticas de desempenho relatadas no capítulo 5, no qual o indicador IDT^1 não é capaz de destacar as discrepâncias entre os diferentes pontos de monitoramento do sistema, enquanto que os demais indicadores IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 apresentam resultados satisfatórios.

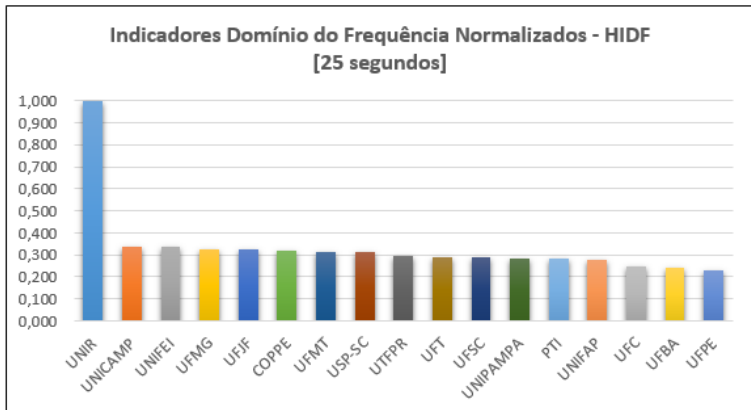
Nesse contexto, destaca-se que os indicadores IDT^2 , IDT^3 e IDT^4 apresentaram resultados compatíveis com aqueles estimados para o primeiro período de análise de 5 segundos, apontando praticamente a mesma sequência dos locais que registraram maiores discrepâncias entre ao sinal simulado e medido, sendo eles: UNIR e UNIFAP como os dois principais locais, seguido de demais pontos de medição do subsistema Nordeste e Norte, especialmente.

Ressalta-se também o deslocamento do ponto de monitoramento UFJF no sentido de maior discrepância apontado por estes indicadores quando utilizado uma janela de tempo maior. Tal fato, justifica-se pela alta presença de ruído deste ponto de medição em específico.

6.3.3.2 Análise no Domínio da Frequência

A seguir apresentam-se na Figura 51, os resultados do indicador do domínio da frequência IDF sobre o indicador auxiliar $HIDF$ na mensuração das discrepâncias entre a simulação e os registros das PMU através de gráficos de barras.

Figura 51 – Gráfico de barras referente ao indicador auxiliar $HIDF$ para o período de análise de 25 segundos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Observa-se através do gráfico de barras apresentado que o indicador *IDF* obteve um desempenho razoável quando considerado um período de análise maior, conseguindo capturar as discrepâncias provenientes do ponto de monitoramento da região de Rondônia (PMU UNIR), porém a sequência dos demais pontos com maiores discrepâncias apresentaram resultados variados em relação à aqueles observados nos períodos de análise anterior.

Tal circunstância se justifica pela dificuldade de ajuste da janela de tempo quando considerado um período maior de análise motivado pelo problema de vazamento espectral que pode ocorrer na utilização da DFT.

6.3.4 Análise Modal

Por fim, são apresentados os resultados da análise dos modos de oscilação eletromecânicas presentes na medida de frequência, sendo utilizado o Método de Prony implementado por (ZIMMER et al., 2014).

Nesta análise é comparado a frequência e a taxa de amortecimento do principais modos de oscilação presentes nos sinais provenientes dos registros das PMU e do resultado da simulação dinâmica. Neste caso, foram selecionados os modos Acre/Rondônia e Norte-Sul.

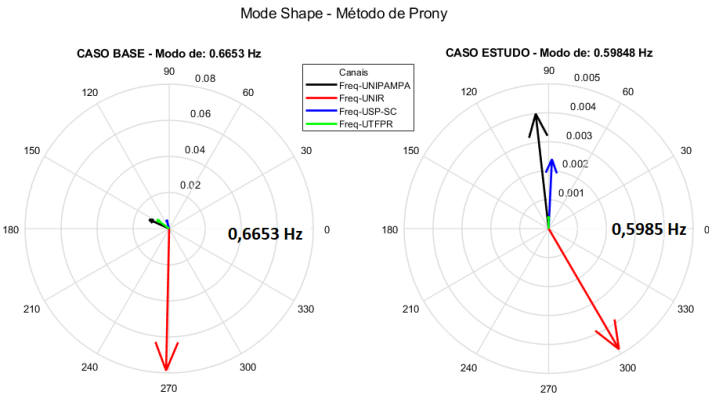
Os cálculos dos modos de oscilação por meio do método de Prony foram realizados sob o período subsequente a perturbação.

As Figuras 52 e 53 apresentam, respectivamente, os *mode-shapes* com a frequência dos modos de oscilação Acre/Rondônia e Norte-Sul calculados através do Método de Prony. A comparação entre a frequência de oscilação e a taxa de amortecimento dos referidos modos de oscilação para os registros das PMU (Caso Referência) e os resultados da simulação dinâmica são apresentadas nas Tabelas 14 e 15, respectivamente.

Conforme pode ser observado na Tabela 14 há uma diferença considerável em termos percentuais na frequência de oscilação e na taxa de amortecimento do modo Acre/Rondônia, da ordem de 10% e 24%, respectivamente. Em relação ao modo Norte-Sul, observa-se uma diferença em menor grau em relação ao modo Acre/Rondônia, na frequência de oscilação (6,5%) e na taxa de amortecimento (18,9%) entre os registros do SMSF e a simulação.

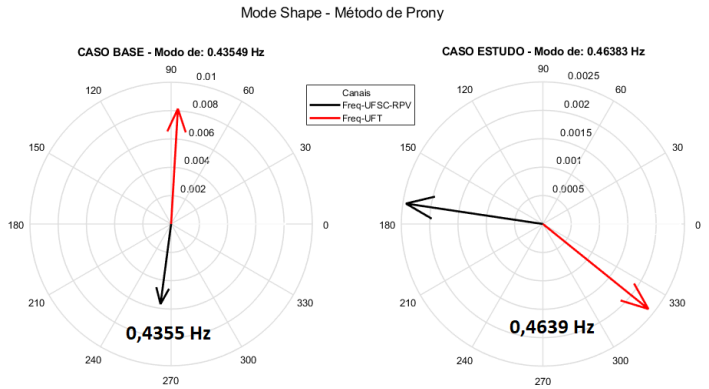
Este fato, indica uma discrepância de carácter global a respeito das oscilações eletromecânicas entre as máquinas síncronas dos subsistemas Acre/Rondônia e também do Norte e Sul.

Figura 52 – *Mode Shape* do modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método Prony.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Figura 53 – *Mode Shape* do modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método Prony.



Fonte: Elaborado pelo autor (2019).

Tabela 14 – Comparativo entre frequência e a taxa de amortecimento modo de oscilação Acre/Rondônia estimado pelo Método Prony.

	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Medido (SMSF)	0,6653	6,223
Simulado	0,5985	7,723
Diferença Percentual	10,04%	24,10%

Tabela 15 – Comparativo entre frequência de oscilação e a taxa de amortecimento modo de oscilação Norte-Sul estimado pelo Método Prony.

	Freq. (Hz)	Amort. (%)
Medido (SMSF)	0,4355	11,49
Simulado	0,4638	9,32
Diferença Percentual	6,50%	18,88%

6.4 COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado um estudo de caso com a utilização de um ponto de operação do ambiente de tempo real do ONS como ponto inicial para a simulação de uma perturbação, o que possibilita retratar de maneira mais realística o processo de simulação e validação dos modelos, e consequentemente, validar o uso das metodologias e indicadores considerados neste trabalho.

A simulação realizada reproduziu uma perturbação envolvendo a perda do Elo CC Xingu - Estreito com corte de geração na usina de Belo Monte ocorrida no dia 03/02/2019. Os resultados da simulação revelaram aderência no decaimento da frequência, porém se registrou uma recuperação mais rápida por parte da simulação. Além disso, verificou-se que a simulação foi deficitária na representação de oscilações registradas no subsistema Acre/Rondônia.

A análise dos indicadores foi separada em três momentos, considerando períodos de tempo diferentes, com objetivo de verificar o desempenho dos indicadores: o primeiro considerou os cinco primeiros segundos após a aplicação da perturbação no sistema; o segundo os 20 segundos subsequentes; e o terceiro, a janela de tempo completa de 25 segundos após aplicação da perturbação.

Em geral observou-se que todos os indicadores foram capazes de detectar, em algum momento, a presença de maiores discrepâncias nos pontos de monitoramento da UNIR (Rondônia), seguido da UNIFAP (Macapá), o que corrobora com o observado pelas curvas apresentadas na Figura 35, indicando a possibilidade de uma má representatividade dos modelos associados ao subsistema Acre/Rondônia.

Verificou-se resultados satisfatórios por parte do indicador IDT^1 quando considerado os primeiros instantes após a perturbação, sendo capaz de prover uma adequada distinção entre os pontos de monitora-

mento com as maiores disparidades observadas entre o sinal medido e simulado. No entanto, o mesmo não foi observado quando utilizado períodos de tempo maiores. Destaca-se também a efetividade do indicador IDT^2 , que apresentou desempenho satisfatório para todos os períodos de análise, entregando resultados compatíveis em todos eles. Quanto aos indicadores $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 , observou-se que os mesmos apresentam resultados compatíveis quando considerados os primeiros cinco segundos após a perturbação e o período completo de análise.

Em relação ao segundo período de análise, verificou-se que os indicadores IDT^1 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 apresentaram pouca diferenciação nas discrepância entre os pontos de monitoramento. Tal observação é justificada pelo fato de que a maior parcela de erro presente entre simulação e registros neste segundo período estar relacionada a recuperação da frequência do sistema, o qual afeta o sistema de forma global e é influenciado pelo controle primário de velocidade das unidades geradoras.

Quanto ao indicador do domínio da frequência, IDF, verificou-se que o mesmo apresentou resultados compatíveis com os demais indicadores em todos os períodos de análise. No entanto, destaca-se a influência deste indicador quanto a possibilidade de ocorrência do fenômeno de vazamento espectral, por parte do cálculo da DFT, mediante a escolha da janela de tempo de análise.

A análise modal por sua vez, comprovou as divergências no modo de oscilação do subsistema Acre/Rondônia que não foi corretamente representado pela simulação, apresentando uma razoável diferença na frequência e taxa de amortecimento registrada por meio do Método de Prony.

Portanto, através desse estudo de caso pode-se concluir a eficiência da metodologia proposta de forma a auxiliar o processo de validação de modelos, na qual verificou-se a necessidade de um estudo mais aprofundado acerca dos modelos associados ao subsistema Acre/Rondônia para reduzir as divergências encontradas entre simulação e registro de PMU. Além disso, destaca-se o uso de diferentes janelas de tempo como forma de complementar a metodologia, promovendo uma análise mais detalhada sobre as discrepâncias associadas à fenômenos dinâmicos de diferentes tempos de resposta.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma revisão a respeito do tema de validação de modelos de simulação dinâmica de SEE e as estratégias utilizadas no processo de validação de carácter sistêmico utilizando sincrofasores. Neste sentido, o trabalho teve como objetivo dar continuidade à metodologia proposta em (da SILVA, 2014), avaliando o uso dos indicadores numéricos, por ele propostos, na mensuração e identificação de discrepâncias entre a resposta dos modelos de simulação e registros de PMU frente a perturbações reais ocorridas no Sistema Interligado Nacional.

De forma a complementar a metodologia desenvolvida em (da SILVA, 2014), também foram propostos três novos indicadores para aferição de discrepâncias no Domínio do Tempo, os quais foram denominados como IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 . O primeiro deles, IDT^2 , estima um coeficiente de erro através da derivada dos sinais, buscando analisar as discrepâncias entre a taxa de variação dos sinais. Os outros dois indicadores, $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 , utilizam as equações do coeficiente de confiabilidade (*R-Factor*) de Van Hove para avaliar a similaridade, ou não, entre os sinais simulados e medidos.

Os três novos indicadores foram avaliados, primeiramente, no sistema de pequeno porte de Kundur por meio de testes sintéticos, onde se comprovou sua efetividade na determinação do grau de discrepâncias entre o modelo referência e o alterado, especialmente, a partir das medidas de tensão, frequência e potência ativa.

Em seguida, o uso dos indicadores foi avaliado em uma simulação de uma perturbação real registrada no SIN em agosto de 2018. Nesta simulação, foram utilizados os casos de fluxo potência do planejamento mensal da operação como ponto de operação inicial para simulação e o sinal de frequência do SMSF MedFasee para comparação com a resposta simulada e cálculo dos indicadores.

Os resultados obtidos neste segundo estudo revelaram coerência por parte dos indicadores em determinar o local com as maiores discrepâncias como o sendo o subsistema Acre/Rondônia. Neste ponto destaca-se a melhor efetividade por partes dos novos indicadores propostos para análise no domínio do tempo, IDT^2 , $IDT^3_{(R-Factor)}$ e IDT^4 , em melhor distinguir as discrepâncias entre a resposta simulada e o registro das PMU quando utilizado a medida de frequência.

Por fim, foi apresentado um terceiro estudo com a utilização de um caso do ambiente de tempo real do ONS como ponto de operação

para a simulação de uma nova perturbação de grande porte ocorrida em fevereiro de 2019. O objetivo deste estudo foi retratar de maneira mais realística o processo de simulação e validação dos modelos. A aplicação dos indicadores foi dividida em três períodos, onde se comprovou a efetividade de todos eles na mensuração de discrepâncias quando utilizado um período de análise menor, de até cinco segundos. Neste cenário os indicadores apresentaram resultados compatíveis entre si, indicando novamente o subsistema Acre/Rondônia como o local com a presença de maiores divergências na resposta da simulação.

Desta maneira, com base nos resultados obtidos nos três casos de estudo apresentados, pode-se validar a eficácia da metodologia proposta por (da SILVA, 2014) em prover uma maneira de identificar os pontos com a presença de maiores discrepâncias, indicar os locais com eventuais problemas nos modelos de simulação, e, subsidiar o processo de validação de modelos de carácter sistêmico. Neste sentido, os indicadores propostos têm como objetivo complementar o processo de validação, servindo como uma nova referência para a localização do modelo impreciso no sistema, especialmente com a utilização da medida de frequência.

Como sugestão para trabalhos futuros indica-se o aprofundamento das análises dos indicadores com a utilização de outras grandezas além da frequência elétrica, a avaliação dos indicadores sobre novas simulações com diferentes características dinâmicas, a utilização e comparação da resposta simulada de outros programas de simulação, como o ANATEM, e o estudo de métodos para contornar os eventuais problemas causados por ruídos nas medidas dos SMSF.

REFERENCIAS

AGRAWAL, B.; KOSTEREV, D. Model validation studies for a disturbance event that occurred on June 14 2004 in the western interconnection. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, p. 1–5, 2007. ISSN 1932-5517.

ALLEN, E.; KOSTEREV, D.; POURBEIK, P. Validation of power system models. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 1–7. ISBN 978-1-4244-6549-1. ISSN 1944-9925.

ANDERSSON, G. Power System Analysis Lecture 227-0526-00, ITET ETH Zürich. n. September, 2012.

ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração: Capacidade de Geração do Brasil*. 2018.
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidade-brasil.cfm>>.

CHEN, L.; MARKHAM, P. N.; LIU, Y. Wide-area dynamic model validation using FNET measurements. *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, p. 1–7, 2012.

da SILVA, P. A. S. *INVESTIGAÇÃO DE METODOLOGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DA DINÂMICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS UTILIZANDO SINCROFASORES*. 129 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

da SILVA, P. A. S. et al. Validação De Modelos De Simulação Da Dinâmica Do Sistema Interligado Nacional Utilizando Sincrofasores. In: *XXIV SNPTEE*. Curitiba - PR: [s.n.], 2017.

DE LA REE, J. et al. Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 1, p. 20–27, jun 2010. ISSN 1949-3053.

DECKER, I. C. et al. System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2010. p. 1–8. ISBN 978-1-4244-6549-1. ISSN 1944-9925.

DUFFY, A. et al. Progress in quantifying validation data. *Electromagnetic Compatibility, 2003 IEEE International Symposium On*, v. 1, p. 323–328 vol.1, 2003. ISSN 01901494.

GAVIOLI, A. G. *Validação de Modelos de Simulação de Sistemas de Energia Elétrica Utilizando Dados Fasoriais Sincronizados*. 1–103 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

GIRI, J. et al. The Situation Room: Control Center Analytics for Enhanced Situational Awareness. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 10, n. 5, p. 24–39, sep 2012. ISSN 1540-7977.

HAN, D. et al. A real application of measurement-based load modeling in large-scale power grids and its validation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 4, p. 1756–1764, 2009. ISSN 08858950.

HAUER, J. F. et al. Performance of “WAMS East” in providing dynamic information for the north east blackout of August 14, 2003. *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vols 1 and 2*, p. 1685–1690, 2004.

HPPA. *Organon User Manual*. [S.l.], 2018.

HUANG, Z.; YANG, B.; KOSTEREV, D. Benchmarking of planning models using recorded dynamics. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009*, IEEE, p. 1–6, 2009.

IEEE, P. *C37.118.1a-2014 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*. 2014.

JAUREGUI, R.; SILVA, F. Numerical Validation Methods. *Numerical Analysis - Theory and Application*, p. 155–174, 2011. ISSN 9789533070865.

KUNDUR, P. *Power System Stability And Control by Prabha Kundur*. 1st. ed. Nova York: McGraw- Hill, 1994. 1199 p. ISBN 978-0070359581.

LU, Y. et al. Validation of real-time system model in western interconnection. In: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.]: IEEE, 2017. p. 1–5. ISBN 978-1-5386-2212-4.

LYONS, R. G. *Understanding Digital Signal Processing*. 3. ed. Upper Saddle River, NJ: Pearson Education, 2011. 858 p. ISBN 0137027419.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. *Power System Dynamics: Stability and Control*. [S.l.: s.n.], 2011. 660 p. ISSN 00223115. ISBN 9780470725580.

NERC, N. A. E. R. C. Power System Model Validation. *NERC White Paper*, n. December, 2010.

ONS. *Relatório de Análise de Perturbação - RAP: ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 05/08/2018 ÀS 07H52MIN COM ENVOLVIMENTO DO BIPOLO 1 DO ELO DE CORRENTE CONTÍNUA FOZ DO IGUAÇU/ IBIÚNA*. 2018.

ONS, O. N. d. S. *Procedimentos de Rede - Módulo 5: Consolidação da previsão de carga*. 2018. <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>.

ONS, O. N. d. S. *Sobre o SIN: Sistema em Números*. 2019. <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.

PAL, B.; CHAUDHURI, B. *Robust Control in Power Systems*. 1. ed. Boston: Springer US, 2005. 190 p. (Power Electronics and Power Systems). ISBN 0-387-25949-X.

PENNA, L. D. O. et al. UTILIZAÇÃO DA FERRAMENTA ORGANON NOS PROCESSOS DO ONS. In: *XXI SNPTEE*. Florianópolis - SC: [s.n.], 2011. p. 9.

SAUER, P. W.; PAI, M. A. *Power System Dynamics and Stability*. [S.l.]: Department of Electrical and Computer Engineering, The University of Illinois at Urbana-Champaign, 1998.

ZIMMER, V. et al. ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO DO SIN DURANTE GRANDES PERTURBAÇÕES UTILIZANDO SINCROFASORES. In: *XIII SEPOPE*. Foz do Iguaçu - PR: [s.n.], 2014. p. 10.

APÊNDICE A – Tabelas

A.1 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DE CARGA UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO MENSAL

Na Tabela 16 apresenta-se a descrição dos patamares de carga utilizados no planejamento mensal da operação definidos nos procedimentos de rede do ONS.

Tabela 16 – Descrição dos cenários de Carga utilizados nos casos de referência do fluxo de potência do Planejamento Mensal da Operação

Caso de Referência	Patamar de Carga	Metodologia: Previsão de Carga por barramento da rede de simulação.
Pesada	Pesada de dias uteis	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 18 às 22hrs dos dias uteis.
Média	Média de dias uteis	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 8 às 16hrs dos dias uteis.
Leve	Leve de dias uteis	Carga mínima global simultânea do mês prevista por agente no período das 1 às 7hrs de 3 ^a a 6 ^o feira.
Mínima	Mínima de domingos e feriados	Carga mínima global simultânea do mês prevista por agente no período das 1 às 8hrs dos domingos e feriados.
Sábado Dia	Média de Sábados	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 8 às 16hrs dos sábados
Sábado Noite	Pesada de Sábados	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 18 às 21hrs dos sábados
Domingo Dia	Leve de Domingo	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 9 às 16hrs dos domingos
Domingo Noite	Média de Domingo	Carga máxima global simultânea do mês prevista por agente no período das 18 às 21hrs dos domingos
Média da Média	Média de dias úteis	Carga média coincidente para o período das 8 às 16hrs dos dias úteis

Obs. Dependendo das características de cada região, a carga global por Agente poderá ocorrer em dias e horas diferentes dentro da determinada condição de carga (ONS, 2018b).

A.2 TABELA DA RELAÇÃO PMU X BARRAS DO SIN

A Tabela 17 apresenta a relação das barras do SIN consideradas como ponto de comparação para com os registros das PMU.

Tabela 17 – Tabela da relação PMU x Barras do SIN utilizada na comparação dos resultados de simulação e registros do sistema

PMU	Local	Subestação Próxima	Nº Barra
COPPE	Rio de Janeiro - RJ	GRAJAU-RJ500	107
PTI	Foz do Iguaçu - PR	FZ-500-PR500	61
UFAC	Rio Branco - AC	R.BRAN-AC230	6950
UFAM	Manaus - AM	LECHUG-AM500	8500
UFBA	Bahia - BA	PITUAC-BA230	5842
UFC	Ceára - CE	FORTAL-CE230	5452
UFES	Victória - ES	VITORI-ES345	149
UFJF	Juiz de Fora - MG	J.FORA-MG345	331
UFMA	Maranhão - MA	SLUIS2-MA500	5550
UFMG	Belo Horizonte - MG	BARREI-MG345	313
UFMS	Campo Grande - MS	CGRAND-MS138	1082
UFMT	Cuiabá - MT	CUIABA-MT500	4514
UFPA	Belém - PA	GUAMA-PA230	6471
UFPE	Recife - PE	BONGI-PE230	5152
UFRGS	Porto Alegre - RS	PALGR4-RS230	1259
UFSC	Florianópolis - SC	BIGUAC-SC525	946
UFT	Palmas - TO	MIRACE-TO500	7200
UNB	Brasília - DF	B.GERA-DF230	227
UNICAMP	Campinas - SP	CAMPIN-SP500	103
UNIFAP	Macapá - AP	MACAPA-AP230	8280
UNIFEI	Itajubá - MG	ITAJU3-MG500	1503
UNIPAMPA	Alegrete - RS	ALEGRE-RS138	930
UNIR	Porto Velto - RO	P.VELH-RO230	6900
USP_SC	São Carlos - SP	ARARAQ-SP500	101
UTFPR	Curitiba - PR	CURITI-PR525	959

A.3 RESULTADOS DOS INDICADORES PARA O ESTUDO DE CASO DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

A seguir apresentam-se nas Tabelas 18, 19, 20, 21 e 22, respectivamente, os resultados obtidos com o cálculo dos indicadores IDT^1 , IDT^2 , IDT^3 , IDT^4 e IDF para o estudo de caso baseado nos fluxos de potência utilizados no planejamento mensal da operação do ONS.

Tabela 18 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^1 .

LOCAL				SUBSISTEMA		
Área	PMU	IDT^1	$HIDT^1$	Área	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	0,175	1,0000	AC/RO	0,175	20,09%
AC/RO	UFAC	0,175	0,9999	N	0,175	20,03%
NE	UFPE	0,175	0,9992	NE	0,175	20,06%
NE	UFBA	0,175	0,9985	SE/CO	0,174	19,94%
NE	UFC	0,175	0,9983	S	0,174	19,88%
N	UFAM	0,175	0,9979			
N	UNIFAP	0,175	0,9977			
N	UFPA	0,175	0,9970			
N	UFMA	0,175	0,9963			
SE/CO	UNB	0,174	0,9937			
SE/CO	COPPE	0,174	0,9934			
SE/CO	UFJF	0,174	0,9933			
SE/CO	UNIFEI	0,174	0,9932			
SE/CO	UFMG	0,174	0,9929			
SE/CO	UFES	0,174	0,9926			
SE/CO	UFMT	0,174	0,9924			
SE/CO	UNICAMP	0,174	0,9915			
SE/CO	USP-SC	0,174	0,9909			
S	UTFPR	0,174	0,9900			
S	UFSC	0,174	0,9899			
S	UFRGS	0,174	0,9898			
S	UFMS	0,174	0,9896			
S	UNIPAMPA	0,174	0,9895			

Tabela 19 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador ***IDT***².

LOCAL				SUBSISTEMA		
Área	PMU	<i>IDT</i> ²	<i>HIDT</i> ²	Área	<i>MID</i> _{sub}	<i>IDS</i> _{sub}
AC/RO	UNIR	9,888	1,000	AC/RO	9,800	39,10%
AC/RO	UFAC	9,712	0,982	N	3,668	14,63%
SE/CO	UNICAMP	6,529	0,660	NE	3,815	15,22%
SE/CO	UFJF	5,496	0,556	SE/CO	4,266	17,02%
SE/CO	UNIFEI	4,976	0,503	S	3,518	14,03%
S	UTFPR	4,250	0,430			
SE/CO	UFES	4,222	0,427			
NE	UFBA	4,186	0,423			
SE/CO	USP-SC	4,094	0,414			
N	UNIFAP	3,897	0,394			
N	UFAM	3,856	0,390			
NE	UFPE	3,797	0,384			
SE/CO	COPPE	3,674	0,372			
N	UFPA	3,536	0,358			
NE	UFC	3,461	0,350			
S	UFMS	3,416	0,345			
N	UFMA	3,384	0,342			
S	UNIPAMPA	3,337	0,337			
S	UFSC	3,318	0,336			
SE/CO	UFMT	3,311	0,335			
SE/CO	UFMG	3,273	0,331			
S	UFRGS	3,268	0,331			
SE/CO	UNB	2,820	0,285			

Tabela 20 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^3 .

LOCAL				SUBSISTEMA		
Área	PMU	IDT^3	$HIDT^3$	Área	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	2,590	1,000	AC/RO	2,539	38,47%
AC/RO	UFAC	2,488	0,961	N	1,016	15,39%
NE	UFBA	1,334	0,515	NE	1,116	16,91%
SE/CO	UFJF	1,153	0,445	SE/CO	1,006	15,25%
N	UFAM	1,126	0,435	S	0,923	13,98%
SE/CO	USP-SC	1,111	0,429			
NE	UFPE	1,059	0,409			
SE/CO	UFES	1,051	0,406			
SE/CO	UNIFEI	1,047	0,404			
N	UNIFAP	1,043	0,403			
SE/CO	COPPE	1,012	0,391			
SE/CO	UNICAMP	0,998	0,385			
N	UFPA	0,997	0,385			
SE/CO	UFMG	0,956	0,369			
NE	UFC	0,956	0,369			
SE/CO	UFMT	0,938	0,362			
S	UNIPAMPA	0,938	0,362			
S	UTFPR	0,932	0,360			
S	UFRGS	0,928	0,358			
S	UFMS	0,920	0,355			
S	UFSC	0,897	0,346			
N	UFMA	0,897	0,346			
SE/CO	UNB	0,790	0,305			

Tabela 21 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador *IDT*⁴.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Área	PMU	<i>IDT</i> ⁴	<i>HIDT</i> ⁴	Área	<i>MID</i> _{sub}	<i>IDS</i> _{sub}
AC/RO	UNIR	0,015	1,000	AC/RO	0,015	28,02%
AC/RO	UFAC	0,015	0,983	N	0,010	18,02%
NE	UFBA	0,011	0,725	NE	0,010	18,86%
SE/CO	UFJF	0,010	0,682	SE/CO	0,010	17,92%
N	UFAM	0,010	0,675	S	0,009	17,17%
SE/CO	USP-SC	0,010	0,664			
NE	UFPE	0,010	0,656			
SE/CO	UNIFEI	0,010	0,650			
SE/CO	UFES	0,010	0,648			
N	UNIFAP	0,010	0,646			
SE/CO	COPPE	0,010	0,639			
N	UFPA	0,010	0,634			
SE/CO	UNICAMP	0,010	0,633			
NE	UFC	0,009	0,622			
SE/CO	UFMG	0,009	0,621			
S	UNIPAMPA	0,009	0,612			
S	UTFPR	0,009	0,611			
SE/CO	UFMT	0,009	0,611			
S	UFRGS	0,009	0,610			
S	UFMS	0,009	0,605			
S	UFSC	0,009	0,600			
N	UFMA	0,009	0,597			
SE/CO	UNB	0,009	0,560			

Tabela 22 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador *IDF*.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Área	PMU	IDT^4	$HIDT^4$	Área	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	11,731	1,000	AC/RO	11,555	39,65%
AC/RO	UFAC	11,379	0,970	N	4,272	14,66%
SE/CO	UFJF	7,211	0,615	NE	4,186	14,36%
SE/CO	UNIFEI	5,271	0,449	SE/CO	4,762	16,34%
SE/CO	UNICAMP	5,134	0,438	S	4,369	14,99%
SE/CO	UFES	4,776	0,407			
S	UNIPAMPA	4,519	0,385			
S	UFRGS	4,510	0,385			
N	UNIFAP	4,509	0,384			
S	UFMS	4,401	0,375			
SE/CO	UFMT	4,303	0,367			
SE/CO	UFMG	4,301	0,367			
SE/CO	COPPE	4,288	0,366			
NE	UFBA	4,282	0,365			
N	UFAM	4,273	0,364			
S	UFSC	4,230	0,361			
N	UFPA	4,203	0,358			
S	UTFPR	4,185	0,357			
NE	UFPE	4,182	0,357			
N	UFMA	4,104	0,350			
NE	UFC	4,095	0,349			
SE/CO	UNB	3,836	0,327			
SE/CO	USP-SC	3,741	0,319			

A.4 RESULTADOS DOS INDICADORES PARA O ESTUDO DE CASO DO TEMPO REAL

A seguir apresentam-se nas Tabelas 23, 24, 25, 26 e 27, respectivamente, os resultados obtidos com o cálculo dos indicadores IDT^1 , IDT^2 , IDT^3 , IDT^4 e IDF para o estudo de caso baseado no caso do tempo real considerando um período de análise de 5 segundos.

Tabela 23 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^1 considerando o período de análise de 5 segundos.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Subsist.	PMU	IDT^2	$HIDT^2$	Subsist.	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	0.015	1.0000	AC/RO	0.015	38.03%
N	UNIFAP	0.009	0.5754	N	0.007	18.18%
SE/CO	UFMT	0.007	0.4325	NE	0.006	15.23%
NE	UFPE	0.006	0.4241	SE/CO	0.006	14.50%
NE	UFBA	0.006	0.3918	S	0.006	14.06%
NE	UFC	0.006	0.3858			
N	UFT	0.006	0.3809			
SE/CO	UFJF	0.006	0.3806			
SE/CO	UFMG	0.006	0.3794			
S	UNIPAMPA	0.006	0.3718			
SE/CO	USP-SC	0.006	0.3712			
S	PTI	0.006	0.3708			
SE/CO	COPPE	0.006	0.3691			
S	UFSC	0.006	0.3685			
S	UTFPR	0.006	0.3683			
SE/CO	UNICAMP	0.006	0.3682			
SE/CO	UNIFEI	0.006	0.3677			

Tabela 24 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^2 considerando o período de análise de 5 segundos.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Subsist.	PMU	IDT^1	$HIDT^1$	Subsist.	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	3.475	1.000	AC/RO	3.475	49.39%
N	UNIFAP	1.672	0.481	N	1.329	18.88%
NE	UFC	1.023	0.294	NE	1.001	14.22%
NE	UFPE	0.991	0.285	SE/CO	0.656	9.33%
NE	UFBA	0.989	0.285	S	0.575	8.17%
N	UFT	0.985	0.283			
SE/CO	UFJF	0.837	0.241			
SE/CO	UFMT	0.802	0.231			
SE/CO	UFMG	0.729	0.210			
S	UNIPAMPA	0.640	0.184			
SE/CO	COPPE	0.613	0.176			
S	UFSC	0.578	0.166			
SE/CO	UNIFEI	0.553	0.159			
S	UTFPR	0.544	0.157			
S	PTI	0.538	0.155			
SE/CO	USP-SC	0.533	0.153			
SE/CO	UNICAMP	0.527	0.152			

Tabela 25 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^3 considerando o período de análise de 5 segundos.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Subsist.	PMU	IDT^3	$HIDT^3$	Subsist.	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	1.171	1.000	AC/RO	1.171	44.83%
N	UNIFAP	0.666	0.568	N	0.525	20.09%
NE	UFBA	0.419	0.357	NE	0.402	15.40%
NE	UFPE	0.412	0.351	SE/CO	0.276	10.54%
N	UFT	0.384	0.328	S	0.239	9.14%
NE	UFC	0.377	0.322			
SE/CO	UFJF	0.358	0.306			
SE/CO	UFMT	0.349	0.298			
SE/CO	UFMG	0.311	0.265			
S	UNIPAMPA	0.269	0.230			
SE/CO	COPPE	0.249	0.212			
S	UFSC	0.237	0.203			
S	UTFPR	0.225	0.192			
S	PTI	0.224	0.191			
SE/CO	UNIFEI	0.223	0.191			
SE/CO	USP-SC	0.222	0.189			
SE/CO	UNICAMP	0.217	0.185			

Tabela 26 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador IDT^4 considerando o período de análise de 5 segundos.

LOCAL				SUBSISTEMA		
Subsist.	PMU	IDT^4	$HIDT^4$	Subsist.	MID_{sub}	IDS_{sub}
AC/RO	UNIR	0.004	1.000	AC/RO	0.004	50.08%
N	UNIFAP	0.002	0.455	N	0.002	17.73%
NE	UFPE	0.001	0.278	NE	0.001	13.37%
NE	UFBA	0.001	0.268	SE/CO	0.001	10.11%
NE	UFC	0.001	0.255	S	0.001	8.71%
N	UFT	0.001	0.254			
SE/CO	UFMT	0.001	0.251			
SE/CO	UFJF	0.001	0.242			
SE/CO	UFMG	0.001	0.219			
SE/CO	COPPE	0.001	0.189			
S	UNIPAMPA	0.001	0.188			
SE/CO	UNIFEI	0.001	0.174			
S	UFSC	0.001	0.174			
SE/CO	USP-SC	0.001	0.170			
S	UTFPR	0.001	0.169			
SE/CO	UNICAMP	0.001	0.168			
S	PTI	0.001	0.165			

Tabela 27 – Resultados obtidos com a aplicação do indicador ***IDF*** considerando o período de análise de 5 segundos.

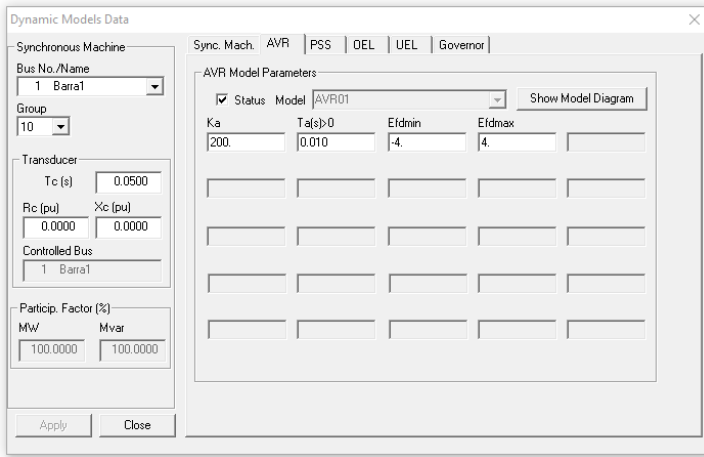
LOCAL				SUBSISTEMA		
Subsist.	PMU	<i>IDF</i>	<i>HIDF</i>	Subsist.	<i>MID_{sub}</i>	<i>IDS_{sub}</i>
AC/RO	UNIR	0.909	1.000	AC/RO	0.909	44.40%
N	UNIFAP	0.530	0.583	N	0.420	20.52%
NE	UFC	0.313	0.344	NE	0.286	13.98%
N	UFT	0.311	0.342	SE/CO	0.220	10.73%
NE	UFPE	0.274	0.301	S	0.212	10.37%
NE	UFBA	0.272	0.300	0	0.000	0.00%
SE/CO	UFMT	0.272	0.299			
SE/CO	UFMG	0.243	0.267			
SE/CO	COPPE	0.234	0.258			
S	UNIPAMPA	0.231	0.254			
S	UFSC	0.218	0.240			
S	UTFPR	0.208	0.228			
SE/CO	UFJF	0.203	0.223			
SE/CO	UNIFEI	0.200	0.220			
SE/CO	UNICAMP	0.195	0.215			
S	PTI	0.192	0.211			
SE/CO	USP-SC	0.190	0.209			

ANEXO A – Modelos do Sistema de Kundur

A.2 REGULADOR DE TENSÃO (AVR)

Na Figura 56, é apresentado a configuração dos parâmetros adotados no modelo do regulador de tensão (AVR) visualizados no software ORGANON. Na sequência apresenta-se na Figura 57 o diagrama de blocos do modelo empregado.

Figura 56 – Parâmetros do modelo do Regulador de tensão utilizado no sistema de Kundur.

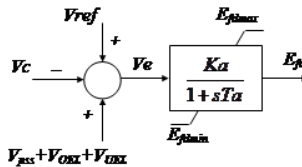


Fonte: (HPPA, 2018).

Figura 57 – Diagrama de blocos do modelo do Regulador de tensão utilizado no sistema de Kundur.

AVR01 - Alternator Supplied Controlled-Rectifier Exciter

Model Number - 1

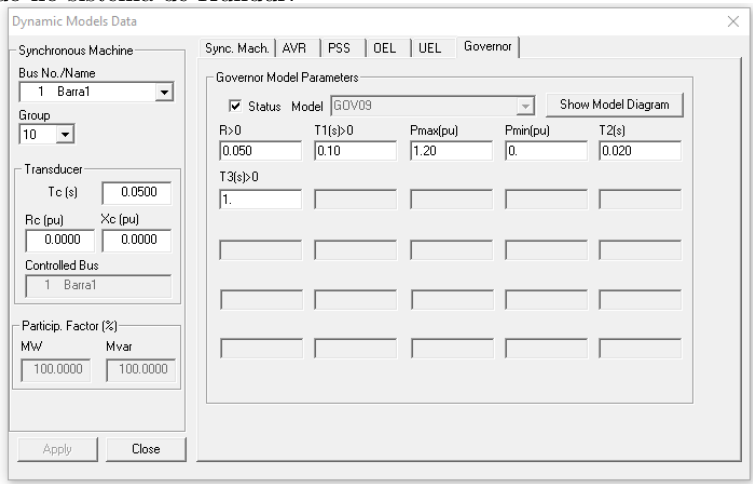


Fonte: (HPPA, 2018).

A.3 REGULADOR DE VELOCIDADE (GOV)

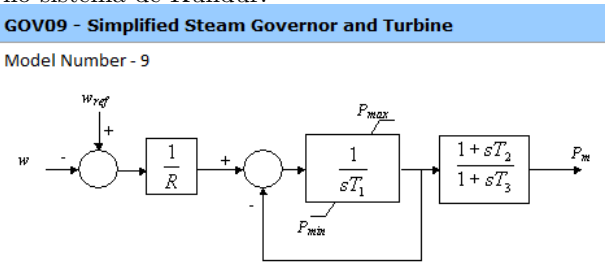
Na Figura 58, é apresentado a configuração dos parâmetros adotados no modelo do regulador de Velocidade (GOV) visualizados no software ORGANON. Na sequência apresenta-se na Figura 59 o diagrama de blocos do modelo empregado.

Figura 58 – Parâmetros do modelo do Regulador de Velocidade utilizado no sistema de Kundur.



Fonte: (HPPA, 2018).

Figura 59 – Diagrama de blocos do modelo do Regulador de Velocidade utilizado no sistema de Kundur.

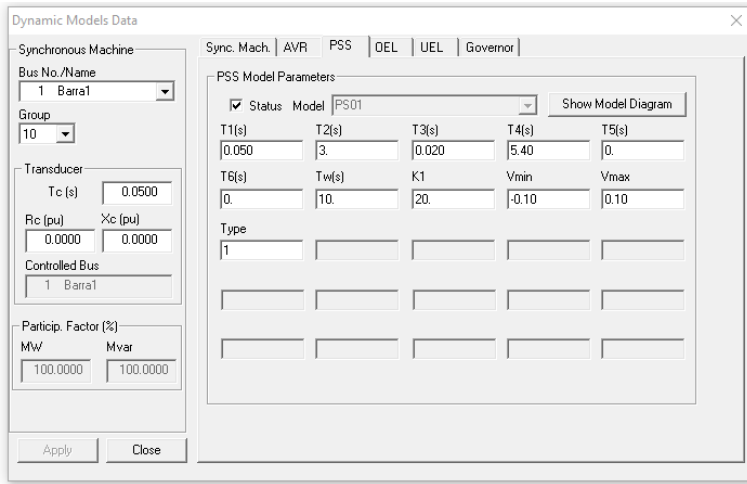


Fonte: (HPPA, 2018).

A.4 SISTEMA DE ESTABILIZAÇÃO DE POTÊNCIA (PSS)

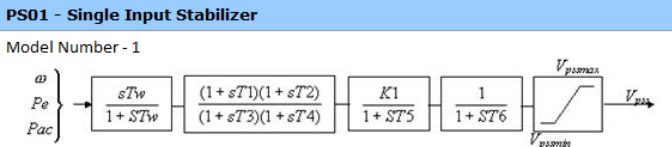
Na Figura 60, é apresentado a configuração dos parâmetros adotados no modelo do Sistema de Estabilização de Potência (PSS) visualizados no software ORGANON. Na sequência apresenta-se na Figura 61 o diagrama de blocos do modelo empregado.

Figura 60 – Parâmetros do modelo do Sistema de Estabilização de Potência (PSS) utilizado no sistema de Kundur.



Fonte: (HPPA, 2018).

Figura 61 – Diagrama de blocos do modelo do Sistema de Estabilização de Potência (PSS) utilizado no sistema de Kundur.



Fonte: (HPPA, 2018).

ANEXO B – Configurações Organon

A seguir são apresentadas as configurações dos parâmetros presentes no arquivo PRM do ORGANON utilizadas para a realização das simulações deste trabalho.

Tabela 28: Configuração dos Parâmetros do ORGANON Utilizada.

NUMERICAL PARAMETERS FOR NETWORK ELEMENTS		
ZMIN	0.00001	Minimum impedance value (pu)
ZMAX	100	Maximum impedance value (pu)
NULLTAP	1	Tap default value
TAPMININF	0.7	Minimum value for minimum tap
TAPMINSUP	1	Maximum value for minimum tap
TAPMAXINF	1	Minimum value for maximum tap
TAPMAXSUP	1.4	Maximum value for maximum tap
DEFMIN	-60	Minimum value for phase shifter angle (deg)
DEFMAX	60	Maximum value for phase shifter angle (deg)
RCCMIN	0.00001	Minimum value for DC line resistance (pu)
RCCMAX	0	Maximum value for DC ground resistance (pu)
XCCMAX	0.00001	Maximum value for DC line reactance(pu)
ALFAMIN	0	Minimum value for firing (alpha) angle (deg)
ALFAMAX	30	Maximum value for firing (alpha) angle (deg)
GAMAMIN	0	Minimum value for extinction (gamma) angle (deg)
GAMAMAX	30	Maximum value for extinction (gamma) angle (deg)
VOLTINF	0.9	Under Voltage Level (for alarm)
VOLTSUP	1.1	Over voltage Level (for alarm)
SHTMERGE	N	Agrupar elementos shunt da mesma barra?
NUMERICAL PARAMETERS FOR POWER FLOW SOLUTION		
PFMVATOL	0.0001	Maximum power mismatch (converg.&interch.) (pu)
UNDERVOLT	0.5	Minimum voltage value (input check&overvoltage) (pu)
OVERVOLT	1.3	Maximum voltage value (input check&overvoltage) (pu)
PFVTHRS	0.8	PF Voltage level to change loads from P or I to Z model

CTGVTHRS	0.8	<i>CTG Voltage level to change loads from P or I to Z model</i>
CPFVTHRS	0.01	<i>CPF Voltage level to change loads from P or I to Z model</i>
PFTAPTHRS	1000	<i>PF mismatch threshold to activate tap control (pu)</i>
CTGTAPTHRS	1000	<i>CTG mismatch threshold to activate tap control (pu)</i>
GENSHAREMODE	0	<i>Gen units Mvar sharing mode (0=Fp,1=Even,2=Orig,3=Qmax)</i>
PFCTRLBOUNC	3	<i>PF Number of times allowed for control limit bouncings</i>
CTGCTRLBOUNC	3	<i>CTG Number of times allowed for control limit bouncings</i>
CPFCTRLBOUNC	1	<i>CPF Number of times allowed for control limit bouncings</i>
PFCMAXITER	100	<i>PF Maximum number of iterations (convergence)</i>
CTGMAXITER	20	<i>CTG Maximum number of iterations (convergence)</i>
CPFCMAXITER	12	<i>CPF Maximum number of iterations (convergence)</i>
PFGENVARIT	0	<i>PF Number of iterations with Gen MVar controls off</i>
CTGGENVARIT	0	<i>CTG Number of iterations with Gen MVar controls off</i>
CPFGENVARIT	0	<i>CPF Number of iterations with Gen MVar controls off</i>
PFSHTVARIT	0	<i>PF Number of iterations with Shunt MVar controls off</i>
CTGSHTVARIT	0	<i>CTG Number of iterations with Shunt MVar controls off</i>
CPFSHTVARIT	0	<i>CPF Number of iterations with Shunt MVar controls off</i>
PFTAPVARIT	0	<i>PF Number of iterations with Tap controls off</i>
CTGTAPVARIT	0	<i>CTG Number of iterations with Tap controls off</i>
CPFTAPVARIT	0	<i>CPF Number of iterations with Tap controls off</i>
PFMWLDMDL	0	<i>PF MW Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>

CTGMWLDMDL	0	<i>CTG MW Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>
CPFMWLDMDL	3	<i>CPF MW Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>
PFMVARLDMDL	0	<i>PF MVAR Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>
CTGMVARLDMDL	0	<i>CTG MVAR Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>
CPFMVARLDMDL	3	<i>CPF MVAR Load Model: 0 for original, 1 CZ, 2 CI, 3 CP</i>
PFOVRLDLV	1	<i>PF Overload Level: 1-Normal, 2-Alert, 3-Emergency</i>
CTGOVRLDLV	2	<i>CTG Overload Level: 1-Normal, 2-Alert, 3-Emergency</i>
CPFOVRLDLV	1	<i>CPF Overload Level: 1-Normal, 2-Alert, 3-Emergency</i>
FROMNETDATA	Y	<i>USA OPCOES DO FLUXO DE POTENCIA E DADOS DE MONITORAMENTO DO ARQUIVO DE DADOS ANAREDE?</i>
OPCOES PARA FLUXO DE POTENCIA		
PFVOLTRST	N	<i>FP:Inicia c/ V controladas nos valores especificados?</i>
CTGVOLTRST	N	<i>CTG: Inicia c/ V controladas nos valores especificados?</i>
CPFVOLTRST	N	<i>FPC: Inicia c/ V controladas nos valores especificados?</i>
PFFLTSTRT	N	<i>FP:Inicia c/ ajuste automatico de modulo de V?</i>
CTGFLTSTRT	N	<i>CTG: Inicia c/ ajuste automatico de modulo de V?</i>
CPFFLTSTRT	N	<i>FPC: Inicia c/ ajuste automatico de modulo de V?</i>
PFBLSHT	Y	<i>FP:Bloqueia controle de V por shunt discreto?</i>
CTGBLSHT	Y	<i>CTG: Bloqueia controle de V por shunt discreto?</i>
CPFBLSHT	Y	<i>FPC: Bloqueia controle de V por shunt discreto?</i>
PFBKLTAP	N	<i>FP:Bloqueia controle de V por tap?</i>
CTGBKLTAP	N	<i>CTG: Bloqueia controle de V por tap?</i>
CPFBKLTAP	N	<i>FPC: Bloqueia controle de V por tap?</i>
PFDSCRTAP	N	<i>FP:Habilita tap discreto?</i>

CTGDSCRTAP	N	<i>CTG: Habilita tap discreto?</i>
CPFDSCTAP	N	<i>FPC: Habilita tap discreto?</i>
PFBLKSHFT	F	<i>FP: Bloqueia controle de fluxo por trafo defasador?</i>
CTGBLKSHFT	Y	<i>CTG: Bloqueia controle de fluxo por trafo defasador?</i>
CPFBLKSHFT	Y	<i>FPC: Bloqueia controle de fluxo por trafo defasador?</i>
PFAREACNTRL	N	<i>FP: Habilita controle de intercambio entre areas?</i>
CTGAREACNTRL	N	<i>CTG: Habilita controle de intercambio entre areas?</i>
CPFAREACNTRL	N	<i>FPC: Habilita controle de intercambio entre areas?</i>
PFCHSSWING	Y	<i>FP: Habilita criacao automatica de swings emilhamento?</i>
CTGSCHSWING	Y	<i>CTG: Habilita criacao automatica de swings emilhamento?</i>
CPFCHSSWING	Y	<i>FPC: Habilita criacao automatica de swings emilhamento?</i>
PFCURRATING	Y	<i>FP: Corrige limite p/ carregamento com V (corrente)?</i>
CTGCURRATING	Y	<i>CTG: Corrige limite p/ carregamento com V (corrente)?</i>
CPFCURRATING	Y	<i>FPC: Corrige limite p/ carregamento com V (corrente)?</i>
PFDSLACK	N	<i>FP: Usa swing distribuida?</i>
CTGDSLACK	N	<i>CTG: Usa swing distribuida?</i>
CPFDSLACK	N	<i>FPC: Usa swing distribuida?</i>
PFMIDRANGE	Y	<i>FP: Centraliza V na faixa controlada por tap ou shunt?</i>
CTGMIDRANGE	N	<i>CTG: Centraliza V na faixa controlada por tap ou shunt?</i>
CPFMIDRANGE	N	<i>FPC: Centraliza V na faixa controlada por tap ou shunt?</i>
PFSTBDIAG	Y	<i>FP: Estabiliza diagonal do jacobiano?</i>
CTGSTBDIAG	Y	<i>CTG: Estabiliza diagonal do jacobiano?</i>
CPFSTBDIAG	Y	<i>FPC: Estabiliza diagonal do jacobiano?</i>
PFIMPCORR	N	<i>FP: Corrige X do trafo defasador com tap e angulo?</i>

CTGIMPCORR	N	<i>CTG: Corrige X do trafo defasador com tap e angulo?</i>
CPFIMPCORR	N	<i>FPC: Corrige X do trafo defasador com tap e angulo?</i>
PFCOMBSHT	Y	<i>FP: Usa melhor combinacao para discretizar shunt?</i>
CTGCOMPSHT	Y	<i>CTG: Usa melhor combinacao para discretizar shunt?</i>
CPFCOMBSHT	Y	<i>FPC: Usa melhor combinacao para discretizar shunt?</i>
PFREDSWG	N	<i>Permite a redução de unidades de geracao na barra swing?</i>
PFDIAGPVT	Y	<i>Solucao de Newton com pivoteamento da diagonal apenas?</i>
CTGDIAGPVT	Y	<i>Apresenta mensagens detalhadas na convergencia do flow?</i>
NUMERICAL PARAMETERS FOR TIME DOMAIN SIMULATION		
TDSHMIN	0.0001	<i>Minimum Time Step (s)</i>
TDSHMAX	40	<i>Maximum Time Step (s)</i>
TDSRELTOL	0.001	<i>Relative Tolerance</i>
TDSABSTOL	0.001	<i>Absolute Tolerance</i>
TDSFMIN	0.5	<i>Minimum frequency (pu) threshold for simulation termination</i>
TDSFMAX	2	<i>Maximum frequency (pu) threshold for simulation termination</i>
TDSSNGFAULT	0.7	<i>One line fault voltage at faulty bus</i>
TDSBIFGFAULT	0.4	<i>Phase-phase-ground fault voltage at faulty bus</i>
TDSVLOADLVL	0.8	<i>Voltage level to convert loads to 100% Z model</i>
TDSMAXTRJ	2000	<i>Maximum number of curves for TDS plotting</i>
TDSMAXPLT	50	<i>Maximum number of graphs for TDS plotting</i>
TDSMINPLTTMI	0.004	<i>Minimum plotting time interval</i>
TDSBFREQTC	0.02	<i>Bus frequency filtering time constant (s)</i>
TDSMXCHKANG	360	<i>Maximum angle (degree) difference for simulation termination</i>
TDSMNDOTPRDI	-3	<i>Dot product threshold for simulation termination</i>
TDSMTHD	0	<i>0=mix (BDF for algebraic and ABM for differential); 1=BDF for all; 2=ABM for all</i>
OPTIONS FOR TIME DOMAIN SIMULATION		

TDSAUTTERM	Y	<i>Termination of Simulation if instability detected</i>
TDSFREQDEP	Y	<i>Variation of Synchr. Machine parameters with frequency</i>
TDSRMTCTRL	Y	<i>Allow remote control</i>
TDSRMVFAIL	N	<i>Removes generators with initialization error from simulation</i>
TDSAUTPRT	Y	<i>Enables automatic protection systems</i>
TDSRUNOFFLNE	N	<i>Simulate off line generators (in stand by mode) **</i>
TDSWCOIREF	Y	<i>Uses speed at the center of inertia as reference for generator damping</i>
TDSVCOLAPSE	Y	<i>Termination of simulation if voltage collapse detected</i>
TDSFREQDEV	Y	<i>Termination of simulation if frequency deviation is large</i>
TDSANGLEDEV	Y	<i>Termination of simulation if angle deviation is large</i>
TDSLTEREP	N	<i>Shows LTE and switching report</i>
TDSBLKAVR	N	<i>Block All AVR Models?</i>
TDSBLKOEEL	N	<i>Block All OEL Models?</i>
TDSBLKUUEL	N	<i>Block All UEL Models?</i>
TDSBLKPSS	N	<i>Block All PSS Models?</i>
TDSBLKGOV	N	<i>Block All GOV Models?</i>
PARAMETERS FOR AUTOMATIC PROTECTION		
PRTBRKTM	0.05	<i>Breaker timer</i>
PRTDSTMODE	0	<i>Distance relay mode (0=original, 1=JM)</i>
PRTBRKMODE	0	<i>Breaker mode (0 = open both; 1 = open one side)</i>
PRTTOVCURTM	1000	<i>Transformer Overcurrent timer</i>
PRTTOVCUR	1.25	<i>Transformer Overcrrunt level</i>
PRTLVCURTM	100	<i>Transmission line Overcurrent timer</i>
PRTLVCUR	1.25	<i>Transmission line Overcrrunt level</i>
PRTDST1TM	0.02	<i>Distance relay timer zone 1</i>
PRTDST2TM	0.4	<i>Distance relay timer zone 2</i>
PRTDSTCURMN	0.05	<i>Distance relay current threshold</i>
PRTDSTZ1RCH	0.8	<i>Zone 1 reach</i>
PRTDSTZ2RCH	1.2	<i>Zone 2 reach</i>

PRTDSTVLT	0.015	<i>Distance relay voltage memory timer</i>
PRTTLDIFTMR	0.4	<i>Transmission line differential protection timer (s)</i>
PRTTLDIFLVL	0.3	<i>Transmission line differential protection level p.u.</i>
PRTTLDIFS1	0.3	<i>Transmission line differential protection slope 1</i>
PRTTLDIFS2	0.45	<i>Transmission line differential protection slope 2</i>
PRTTLDIFIR1	0.8	<i>Transmission line differential protection restriction current 1</i>
PRTTLDIFIR2	2	<i>Transmission line differential protection restriction current 2</i>
PRTTLQADLV1	0.8	<i>Transmission line quadrilateral protection zone 1 reach</i>
PRTTLQADBR1	0.5	<i>Transmission line quadrilateral protection right blinder 1</i>
PRTTLQADBL1	0.5	<i>Transmission line quadrilateral protection left blinder 1</i>
PRTTLQADLV2	1.2	<i>Transmission line quadrilateral protection zone 2 reach</i>
PRTTLQADBR2	0.7	<i>Transmission line quadrilateral protection right blinder 2</i>
PRTTLQADBL2	0.7	<i>Transmission line quadrilateral protection left blinder 2</i>
PRTLOVVLT	1	<i>Transmission line Overvoltage timer</i>
PRTLOVVL	1.3	<i>Transmission line Overvoltage Level</i>
PRTGOVVLT	0.3	<i>Generator overvoltage timer</i>
PRTGOVVL	1.25	<i>Generator overvoltage Level</i>
PRTGOVCUR	1	<i>Generator Overcurrent timer</i>
PRTGOVCUR	1.5	<i>Generator Overcurrent level</i>
PRTGVPHZ	1.2	<i>Generator Volt/Hz level</i>
PRTGVPHZ	10	<i>Generator Volt/Hz timer</i>
PRTGOVSPDT	20	<i>Generator Overspeed timer</i>
PRTGUDSPDT	10	<i>Generator Underspeed timer</i>
PRTGOVSPDTR	1.03	<i>Overspeed level for turbogenerators</i>
PRTGOVSPDHD	1.1	<i>Overspeed level for hydrogenerators</i>
PRTGUDSPDTR	0.97	<i>Underspeed level for turbogenerators</i>
PRTGUDSPDHD	0.2	<i>Underspeed level for hydrogenerators</i>

OPTIONS FOR AUTOMATIC PROTECTION		
PRTTLMHO	Y	<i>Enable/disable transmission line Mho protection</i>
PRTTLQUAD	N	<i>Enable/disable transmission line Quadrilateral protection</i>
PRTTLDIFF	N	<i>Enable/disable transmission line Differential protection</i>
PRTTLOVLT	Y	<i>Enable/disable transmission line overvoltage protection</i>
PRTTLOCUR	Y	<i>Enable/disable transmission line overcurrent protection</i>
PRTGOVLT	Y	<i>Enable/disable genarator overvoltage protection</i>
PRTGOCUR	Y	<i>Enable/disable genarator overcurrent protection</i>
PRTGOSPD	Y	<i>Enable/disable genarator overspeed protection</i>
PRTGUSPD	Y	<i>Enable/disable genarator underspeed protection</i>
PRTGFLDLSS	N	<i>Enable/disable genarator field loss protection</i>
PRTGVLTPHZ	Y	<i>Enable/disable genarator volt/hz protection</i>
PRTTROCUR	Y	<i>Enable/disable transformer overcurrent protection</i>